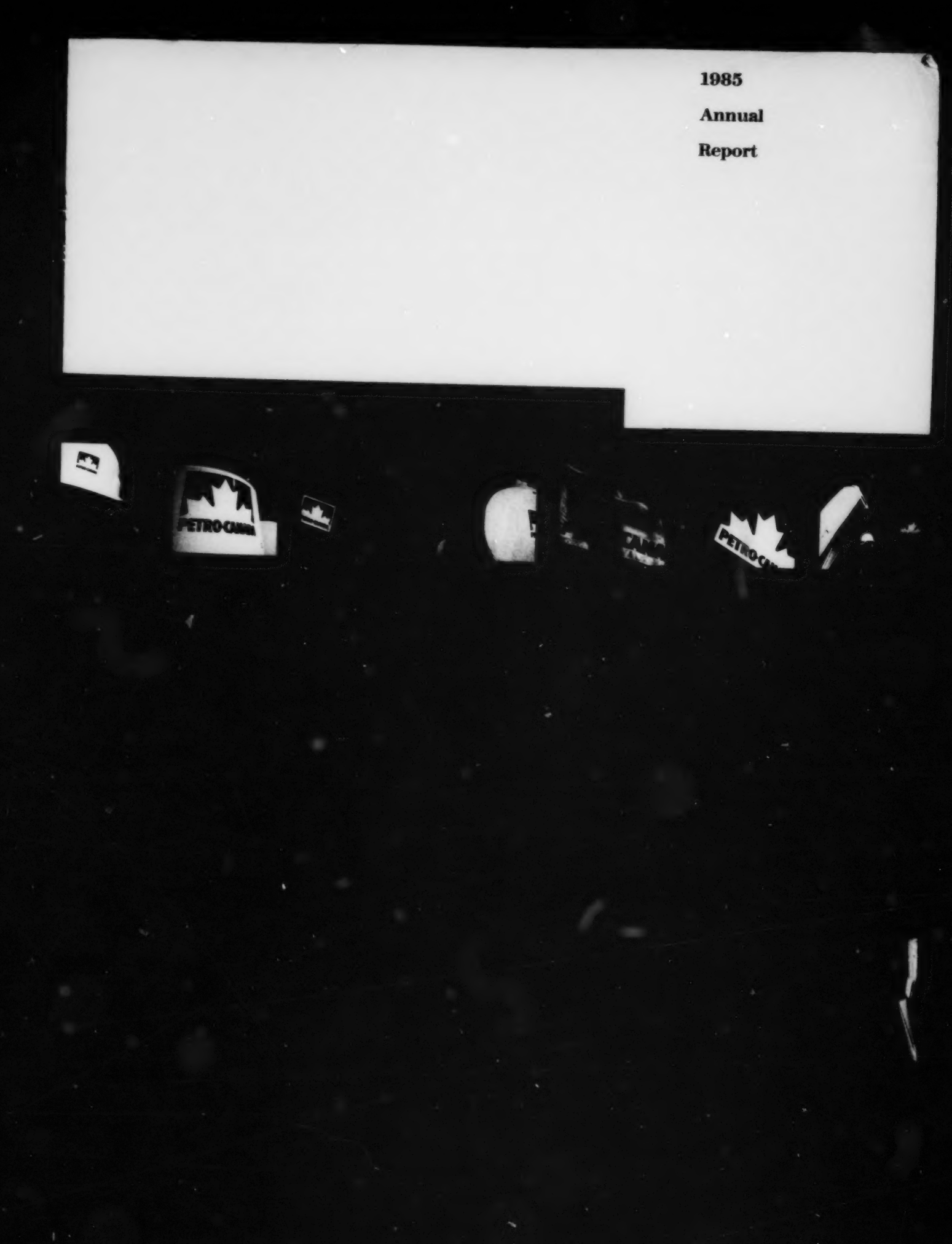
1985 Annual Report



Contents

Directors and Senior Officers	1
Chairman's Message	2
Ten Year Review	4
Petro-Canada Highlights	6
Resources Division Highlights	10
Products Division Highlights	17
Financial Review	22
Financial Statements	25
Five Year Summaries	46

Corporate Profile

Petro-Canada, formed by an Act of Parliament in 1975, is wholly owned by the Government of Canada. Operations began on January 1, 1976. The Corporation is primarily engaged in oil and gas exploration and production, and the transportation, refining and marketing of hydrocarbons for Canadian needs.

Petro-Canada is the largest Canadian-owned company in the petroleum industry and the only Canadian-owned oil and gas company with a national marketing network. At year-end 1985, Petro-Canada had assets of $8.8 billion and employed 10 565 people. The Corporation ranks among the top five companies in all commonly used operating measures in exploration and production, and is one of the nation's top refiners and marketers of petroleum products.

March 31, 1986

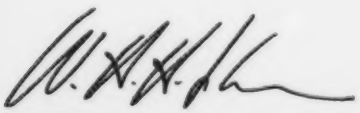
The Honourable Pat Carney, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

Dear Minister:

On behalf of the Board of Directors I am pleased to present Petro-Canada's Annual Report for the fiscal year ended December 31, 1985.

In accordance with the provisions of the Financial Administration Act, the Report includes the consolidated financial statements together with the auditors' report thereon.

Yours sincerely,



W.H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

Board of Directors

***† Wilbert (Bill) H. Hopper**
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

† Edward M. Lakusta
President
and Chief Operating Officer
Petro-Canada
Calgary, Alberta

*** Robin Abercrombie**
Consultant
Valhalla Energy Corporation
Vancouver, B.C.

Alfred E. Barroll
Consultant
A.E. Barroll Resource
Consultants Ltd.
Calgary, Alberta

† Jean Bazin, Q.C.
Senior Partner
Byers, Casgrain
Barristers and Solicitors
Montreal, Quebec

Rudolph Bratty, Q.C.
Senior Partner
Bratty and Partners
Barristers and Solicitors
Downsview, Ontario

Roy Victor Deyell, Q.C.
Senior Partner
McLaws and Company
Barristers and Solicitors
Calgary, Alberta

Anne R. Dubin, Q.C.
Senior Partner
Tory, Tory, DesLauriers
and Binnington
Barristers and Solicitors
Toronto, Ontario

***† William McBurney Elliott, Q.C.**
Senior Partner
MacPherson, Leslie and Tyerman
Barristers and Solicitors
Regina, Saskatchewan

*** John Lundrigan**
Consultant
Lundrigan Consulting Services Ltd.
St. John's, Newfoundland

† H. Harrison McCain
Chairman of the Board
McCain Foods Limited
Florenceville, New Brunswick

*** Jocelyne Pelchat**
Vice-President, Dailies
Quebecor Inc.
Montreal, Quebec

† David Read
Businessman
McDonald's Restaurants Ltd.
Dartmouth, Nova Scotia

James Robertson
Businessman
Mack Travel Ltd.
Inuvik, N.W.T.

† Paul M. Tellier
Deputy Minister
Energy, Mines and Resources Canada
Ottawa, Ontario
(resigned Aug. 12, 1985)

* Audit Committee Member
† Executive Committee Member

Senior Officers

Wilbert (Bill) H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

Edward M. Lakusta
President
and Chief Operating Officer

David P. O'Brien
Executive Vice-president

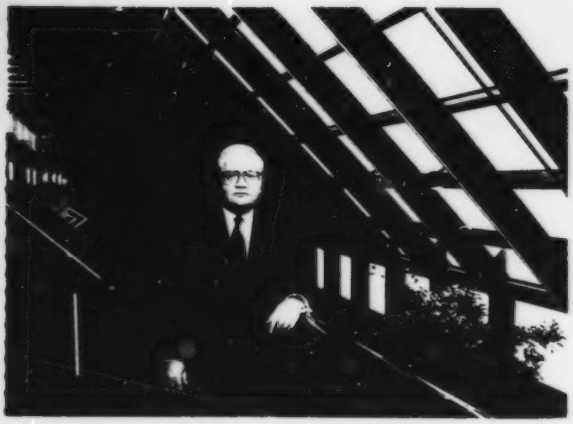
Robert J. Mayo
President
Petro-Canada Products

James M. Stanford
President
Petro-Canada Resources

Head Office:

Petro-Canada
P.O. Box 2844
Calgary, Alberta T2P 3E3
Telephone: (403) 296-8000
Telex: 03825753

92-05093/



Chairman's Message

We have now been through ten dramatic years at Petro-Canada – years in which the industry has seen remarkable challenges, changes and opportunities. Economic, political and lifestyle trends, both in Canada and internationally, have forced companies engaged in the oil and gas business to alter their direction and look at things in new ways. Successful companies have been those with the capability to respond quickly to new opportunities. In the years ahead, that will remain an enduring criterion for success.

For Petro-Canada, 1985 was a year of adjusting to these changes. In financial terms, earnings were modest as expected, although the Corporation continued to generate substantial cash flow. In addition, Petro-Canada paid its first common share dividend to the Government of Canada. The most notable achievements of the year were in restructuring the Corporation's asset base. These actions position the Corporation with the flexibility, breadth and balance needed for success, whatever challenges the future presents.

During 1985, the industry faced an uncertain and difficult business environment. An oversupply in world oil markets produced unpredictable and generally declining crude prices. The Canadian oil and gas industry is not isolated from these world-wide circumstances, and is in the process of adjusting to weak demand and volatility in the prices of crude oil, natural gas and refined petroleum products.

In the exploration and production business, Western Canada's conventional operations resisted these negative market pressures, but 1985 activity levels are not likely to be sustained. The economic viability and timing of costly frontier projects, which will play the major role in enhancing Canada's long-term energy security, will depend on the world price of crude oil and fiscal arrangements with governments.

Profitability in the refining and marketing business was constrained by overcapacity. Changes are necessary to allow for adequate returns and the continued investments needed to maintain services required by the public.

Weaknesses in the business environment were offset to some extent by initiatives on the part of federal and provincial governments. Substantial deregulation was achieved in both oil and natural gas. The increased reliance on market forces encourages industry to pursue new opportunities that will improve Canada's energy security.

Federal-provincial agreements have established a climate of understanding within which the industry can operate more confidently. Provincial governments in Western Canada have revised royalties and incentives to encourage further exploration and development. In addition, the announcement of a new frontier energy policy promises to streamline regulations governing Canada Lands and establish non-discriminatory terms which are profit-sensitive.

Petro-Canada appreciates the implications of this business environment. To keep the combination of business and financial risks within acceptable limits, the Corporation continues to diversify its asset base and improve the balance between its short and longer term investments. Petro-Canada's strong and growing position in Western Canada will provide substantial ongoing cash flow. This in turn permits the Corporation to pursue its interests in riskier, long lead-time frontier projects.

For most of its ten years, the Corporation has been a leader in frontier activity, with considerable success. Where the economics are viable, Petro-Canada will continue to work towards development of the most promising opportunities in the East Coast offshore, the oil sands and heavy oil.

In doing so, Petro-Canada will ensure that it maintains a sound financial footing, consistent with the Federal

Government's position that Petro-Canada is to act like a corporation in the private sector. The Corporation's investment plans must meet the test of preserving established financial standards under all plausible business conditions.

Petro-Canada believes that, as its operations expand, the Corporation will require additional equity funds. A special committee of the Board of Directors has been established to determine the best method of securing this new equity capital. We are pleased that the Federal Government is actively examining a proposal for a share issue to the public.

While commercialization of frontier reserves is important for Petro-Canada, today's declining world oil price makes the pace and extent of development uncertain. In the light of this changed business environment and Petro-Canada's concentration on projects with near-term potential, it is clear that some frontier assets will not be developed in the foreseeable future. During 1985, the Corporation registered unusual charges against earnings of $865 million after income taxes, most of which consisted of write-downs that reflect these circumstances.

Concerning Petro-Canada's performance in 1985, several achievements should be highlighted.

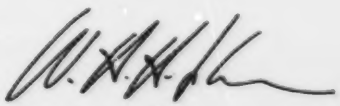
At the end of September, Petro-Canada concluded an agreement with Gulf Canada Limited for the purchase of Gulf's refining, transportation and marketing assets west of Quebec. This acquisition makes the Corporation a leader among petroleum product marketers in every region of the country, and positions Petro-Canada for healthy earnings when the business environment improves.

In Western Canada, where crude oil and natural gas production provides the greatest share of the Corporation's cash flow, activity remained strong in 1985, with several new discoveries brought on stream. During the year, three major construction projects – the Wolf Lake in situ oil sands project, the Brazeau River sour gas processing plant, and the Taylor natural gas liquids plant – were completed and commenced operations.

Petro-Canada made further progress in exploring for oil off the East Coast. A well drilled to delineate Petro-Canada's 1984 Terra Nova oil discovery yielded very encouraging test results. The Corporation also announced an oil discovery at its West Ben Nevis well and, later in the year, participated in the nearby North Ben Nevis oil discovery.

This year of growth and adjustment has been made easier by the hard work of everyone at Petro-Canada. Our employees consistently demonstrated professionalism and dedication. The members of the Corporation's new Board of Directors provided effective direction to the Corporation through their diversity of backgrounds and regional perspectives. We especially thank Paul Tellier for more than five years of distinguished service on the Board while he was deputy minister of the Department of Indian and Northern Affairs and the Department of Energy, Mines and Resources. Mr. Tellier resigned from the Board during 1985 following his appointment as Clerk of the Privy Council.

Finally, we recognize that the loyalty of Canadians remains fundamental to our success. The people of Canada have shown they appreciate our Canadian presence in the marketplace. They have welcomed the opportunity to support Petro-Canada as a vehicle for the development of the nation's energy. Throughout our ten years, we have appreciated and drawn strength from this support.



W. H. Hopper
Chairman of the Board
and Chief Executive Officer

March 31, 1986

Ten Decisive Years

In just ten years, Petro-Canada has grown from three employees working out of a Calgary hotel room into one of Canada's most significant corporations, playing a major role in every aspect of the oil and gas industry. Key decisions at critical points along the way enabled Petro-Canada to reach the leading position it holds today.

Profitable Western Canadian Operations Developed

Petro-Canada's early priorities were in offshore and Arctic exploration and in the oil sands. But success in those long-term ventures required the cash flow and operating experience that would come from a solid base of exploration and production operations in Western Canada. To this end, the Corporation purchased Atlantic Richfield Canada Ltd. in 1976, Pacific Petroleums Ltd. in 1979, and Petrofina Canada Inc. in 1981. From this base of assets and expertise, Petro-Canada conducted aggressive exploration and development programs and built up a strong and sustainable source of cash flow.

Frontier Exploration Emphasized

Petro-Canada's initial orientation arose from national concerns raised by the energy crises of the 1970s. Canadians needed the security of new sources of energy. At that time, exploration in Canada's frontiers – the Arctic and offshore regions – had met with little success, and industry activity was declining. Petro-Canada quickened the pace of frontier work by investing in a number of important exploration programs. To establish a Canadian capability in the offshore, Petro-Canada became the operator of a drilling program off Labrador, and then began its own operations off Nova Scotia and Newfoundland. The Corporation's efforts to accelerate exploration led to discoveries such as Terra Nova, Hibernia and Venture.

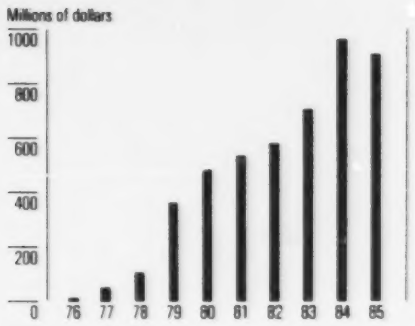
Strong Oil Sands Position Achieved

Providing new energy supplies for Canadians meant further development of another large energy source: the oil sands of Western Canada. Petro-Canada gained its 17 per cent interest in the Syncrude oil sands project by assuming control of the Federal Government's share in 1976 and later acquiring an additional five per cent through the purchase of Petrofina. The Corporation also developed a strong land position through the Atlantic Richfield, Pacific and Petrofina acquisitions. Since then, Petro-Canada has been an active player in mineable and in situ oil sands development.

A Canadian Identity Established in Marketing

Petro-Canada's early acquisitions gave it an entry into refining and marketing. Capitalizing on the opportunity this provided, Petro-Canada reidentified its service stations with a distinctive maple leaf logo, and emphasized in its communications a uniquely Canadian position and orientation. The public responded enthusiastically and sales of petroleum products rose. With the acquisitions of portions of BP Canada Inc. in 1983 and Gulf Canada Limited in 1985, the Corporation created a nation-wide network that can fully serve customers in every region. Petro-Canada's Canadian identity continues to be a strong element of the Corporation's success in refining and marketing.

Petro-Canada's Internally Generated Cash Has Grown Dramatically



Dealers and Agents Supported as Independent Business People

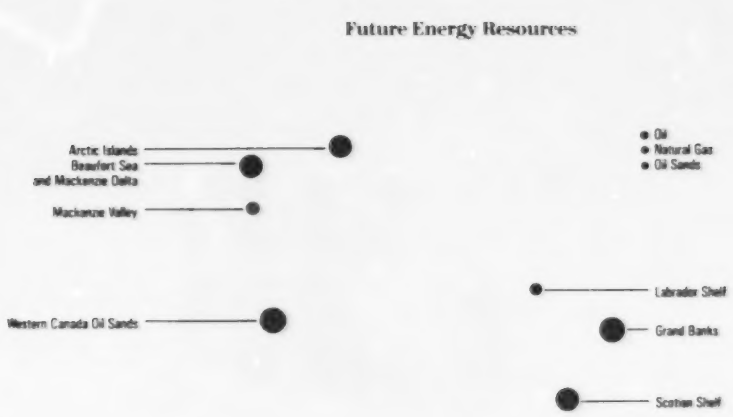
The Corporation realized customer service was essential for long-term business success in marketing refined products, and resolved to support its dealers and agents as independent business people with strong links to the local community. Putting dealers' names on outlets symbolized this commitment, while company programs encouraged dealer involvement with community activities. Many company-owned outlets were sold or leased to local operators. These actions have gained for Petro-Canada a sound reputation for customer service.

Organization Streamlined for Efficiency and Effectiveness

In the early 1980s, the first signs of a more difficult business environment for the oil and gas industry began to appear. Petro-Canada responded to these early signals by initiating a thorough reorganization and streamlining according to rigorous business objectives. The result was a more tightly structured organization that managed its business efficiently and effectively. In late 1984, an appraisal of Petro-Canada by a national investment house described the Corporation as playing a significant role in the industry while being leanly staffed relative to its integrated competitors.

Commercial Results Emphasized

The Corporation's early mandate led it to undertake frontier exploration and other activities in the national interest. By 1984, a substantial inventory of frontier reserves had been completed. Changes in the business environment made it clear to Petro-Canada and its shareholder that it was time to take a sharper commercial focus, by placing more weight on bottom-line results and moving from extensive exploration towards the development of economically viable resources. The new Federal Government, elected in September 1984, also indicated that Petro-Canada was to operate in a private-sector fashion. With a significant presence in all key aspects of the industry, Petro-Canada is advancing in a careful manner, evaluating opportunities on a commercial basis and adapting effectively to changing market conditions.



Petro-Canada Highlights

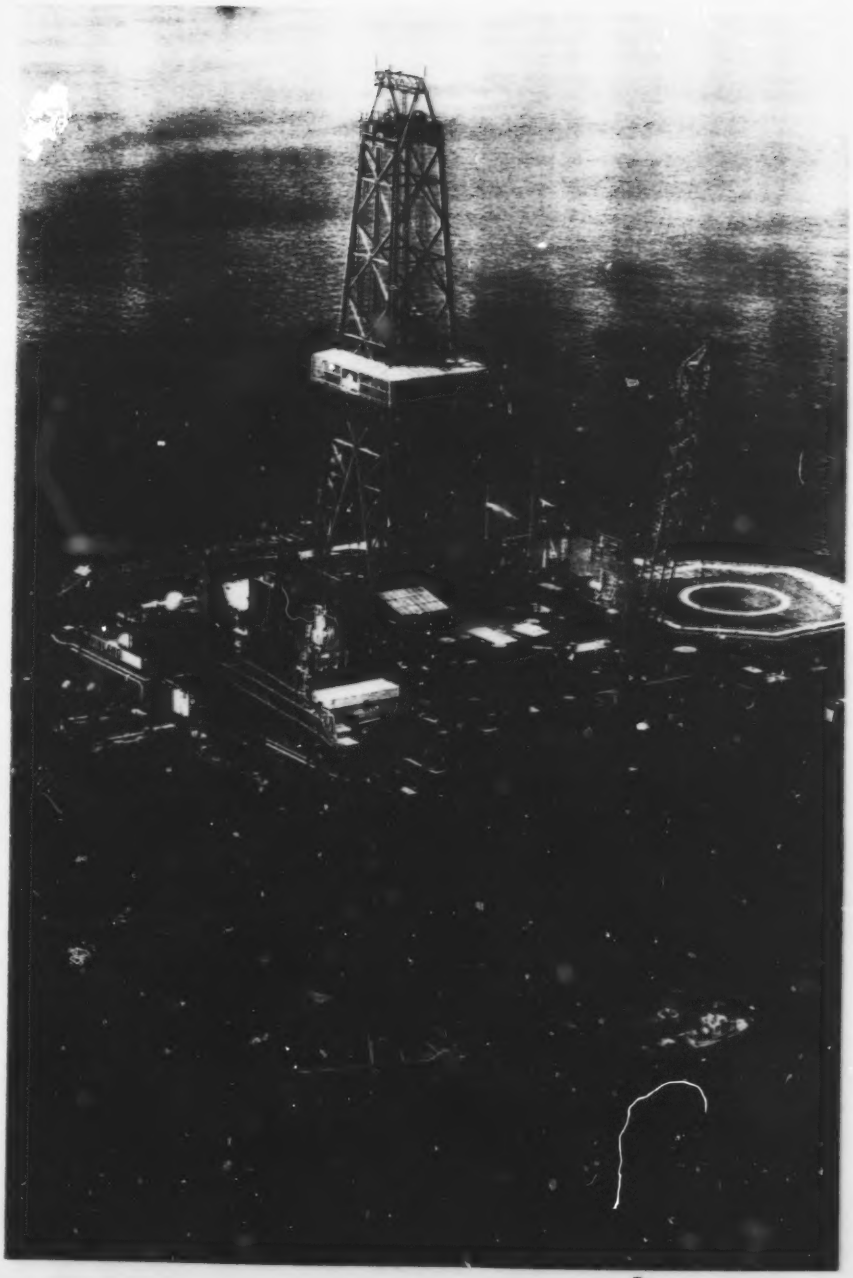
Petro-Canada's financial results for 1985 reflect internally generated cash of $906 million and earnings before unusual items and dividends of $174 million. These results are somewhat below the record levels achieved in 1984, largely because of lower prices resulting from the highly competitive market conditions which prevailed during 1985.

Write-downs Reflect Commercial Focus

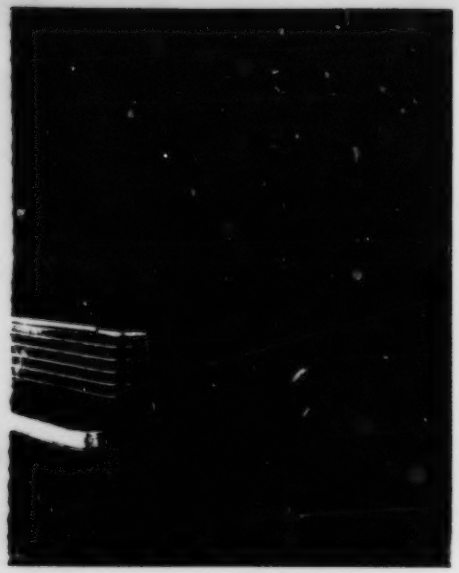
Petro-Canada's earnings for 1985 were reduced by $865 million after income taxes in unusual charges, consisting mainly of write-offs of the book values of certain frontier assets. This step followed a reassessment of all business investments, taking into account the decline in world oil prices and the Corporation's commercial orientation.

In recent years, the focus of Petro-Canada's activity in the frontiers has changed. As part of the Corporation's early responsibility, investments were directed towards establishing an inventory of Canada's frontier resources and determining the likely costs associated with their development. Successes in this earlier work, together with reduced energy demand and declining world oil prices, give Canadians a reasonable assessment of the extent of the country's hydrocarbon reserves, and an indication of which reserves can be developed economically. Petro-Canada is now concentrating on bringing to commercial development those projects that promise returns in the short to medium term. The Corporation has therefore written off certain properties in frontier areas that are not commercially viable under existing conditions. In addition, it has provided for anticipated losses on contracted offshore drilling vessels and ancillary equipment.

While the attractiveness of frontier areas is limited at present, many discoveries hold development potential in the long term. Canadians now have the security that comes with significantly increased knowledge of the country's energy reserves. Resources that could be developed in the future include additional oil sands deposits in Western Canada, as well as oil and gas reservoirs in the Mackenzie River Valley and Delta, the Beaufort Sea, the Arctic Islands and in offshore Labrador, Newfoundland and Nova Scotia. Petro-Canada will continue to be a significant player in Canada's frontiers, evaluating the economic and technical viability of discovered reserves and pursuing commercial opportunities as they arise.



Petro-Canada has been active and successful in exploration off Canada's East Coast.



Petro-Canada has expanded its range and quality of services for customers. Innovative cloth brushes are being tested in some car washes.

Gulf Acquisition Most Significant Investment of the Year

The most significant investment of 1985 was Petro-Canada's acquisition of the downstream portions of Gulf Canada Limited located in Ontario, Western Canada, the Yukon and the Northwest Territories. Under the agreement concluded on September 30, 1985, Petro-Canada purchased refining, transportation and marketing assets and working capital for $611 million. Both internal resources and conventional borrowing were used to provide the funding. As part of the agreement, Petro-Canada will acquire, by early 1986, the Gulf refinery in Edmonton for a further $275 million.

These additional refining and marketing facilities complement Petro-Canada's existing operations and improve Petro-Canada's competitive position across the country, particularly in the West. As a major force in the refined products business, Petro-Canada can gain efficiencies and provide customers with a comprehensive offering of quality services. When considered in conjunction with Petro-Canada's exploration and production operations, this new strength in refining and marketing gives the Corporation an excellent overall position. In the uncertain business environment that is expected to continue, Petro-Canada can pursue opportunities equally well in both industry sectors.

Organizationally Sound

Throughout 1985, management's strategies regarding business and financial positioning were accompanied by careful attention to employee development, organizational effectiveness and employee safety.

In addition to ongoing employee development planning, a process for executive development was established. A special committee oversees succession planning among high-potential managers and senior executives.

Organizational realignments followed evaluation of the effectiveness with which each division operates. In the Products division, the core functions such as control, planning and engineering were strengthened to ensure more effective operation of the three financially accountable regional units. Within this context, and to improve executive communications, it was decided to transfer some 250 senior positions from Toronto to Calgary during 1986. In the Resources division, organizational changes were made to respond to emerging trends in the business and provide better opportunities

Women's car care clinics are one of the ways in which dealers get involved in the community.

for the professional growth and development of employees.

With respect to employee safety, the Corporation participates in the International Safety Rating System. An excellent record was achieved in 1985 as a result of this structured approach to setting safety standards and auditing performance.

Involved in the Community

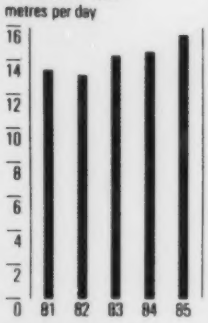
Petro-Canada remains strongly committed to ensuring that its business activities benefit Canada and Canadians, particularly in regions where the Corporation has a strong operational presence. The expansion of employment and business opportunities for Canadians is a consideration in all of the Corporation's investment decisions.

In 1985, the Corporation's exploration program in the Mackenzie Valley generated significant opportunities for Northerners. Local residents comprised over half of drilling and seismic crews, and more than 60 northern businesses provided a variety of goods and services to the program – including camp rentals, land clearing, transportation, parts, repair and maintenance services, and heavy equipment rentals.

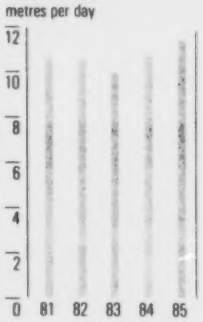
Petro-Canada's frontier exploration work has resulted in significant opportunities for regional firms which supply, on a competitive basis, exploration-related goods and materials. In addition, Dalhousie and Memorial Universities in Atlantic Canada were given funds to establish two new research and education programs in offshore sciences. Other educational institutions were assisted in providing Canadians with training in the highly skilled trades associated with the offshore.

During the year, Petro-Canada's many sponsorships and donations continued to play a role in communities across the country where the Corporation and its employees are active. Once again, Petro-Canada's involvement in the United Way/Centraide campaign was outstanding. Employee contributions along with a matching corporate grant constituted the largest single donation ever received by the United Way in Calgary. Youth-related activities – which regularly include sponsorship of soccer and baseball teams by dealers – received special attention in connection with the International Youth Year. The Ronald McDonald House fund and the Bluenose II Foundation were among the causes supported by Petro-Canada's customers through innovative retail promotions.

Record Achieved in Gross Production of Crude Oil and Natural Gas Liquids*



Gross Production of Natural Gas Reached Record Level



* excludes natural gas liquids from straddle plants

Production Summary*

Year ended December 31, 1985	Oil	Natural Gas Liquids	Natural Gas
	(thousands of cubic metres)	*(thousands of cubic metres)*	*(millions of cubic metres)*
Alberta	4 447	1 546	2 810
Conventional	3 179	609	2 810
Syncrude	1 268	–	–
Empress	–	937	–
British Columbia	228	45	1 404
Conventional	228	31	1 404
Taylor	–	14	–
Saskatchewan	235	–	10
Manitoba	3	–	–
Total Canada	4 913	1 591	4 224
International	134	–	–
Total	5 047	1 591	4 224

* Corporation's share before royalties

Resources Division Highlights

Nineteen eighty-five was a successful year for Petro-Canada's Resources division. Good operating results were achieved by diversifying sources of cash flow, rapidly bringing new facilities on stream in Western Canada, and moving forward with longer-term projects in a steady but prudent manner. Consistent with the Corporation's overall strategy, these activities continued the division's thrust towards positioning for sustained profitability.

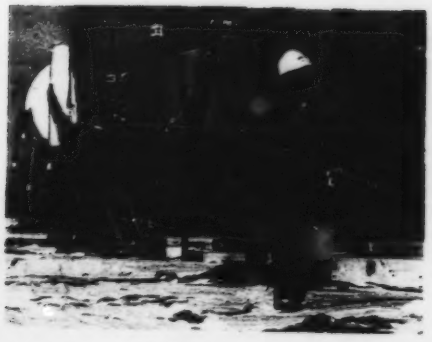
The strong operating results were particularly significant given the changing business conditions the industry faced during the year. Oil prices were soft and unpredictable, making many companies reluctant to proceed with long-term projects. Pipeline capacity constraints led to shut-in oil production, while export prices for natural gas declined substantially. On the positive side, the Western and Atlantic Accords, the deregulation of domestic crude oil after June 1, the easing of controls on natural gas marketing, and new incentive systems in the producing provinces contributed by year-end to a more favourable climate for the industry.

Petro-Canada's Most Active Year in Western Canada

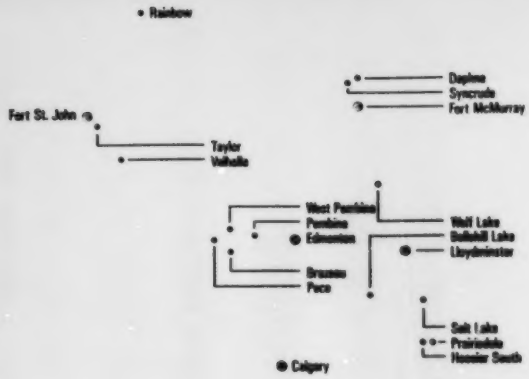
Petro-Canada's Western Canada operations provide a strong and diversified base for the Resources division's business. In 1985, Petro-Canada continued to focus on the most prospective areas, emphasizing early cash generation and operating efficiencies.

Petro-Canada participated in the drilling of 166 exploratory wells, yielding 52 oil wells, 51 gas wells, and 63 dry and abandoned wells. This strong success rate of 62 per cent, up from last year, was achieved well within competitive finding costs. Out of 565 development wells, 518 were successful oil or gas wells, giving a success rate of 92 per cent. Significant additions to oil reserves include those made at Prairiedale, Salt Lake and Hoosier South in western Saskatchewan and in the Rainbow area of northwestern Alberta. Gas discoveries were made in British Columbia and Alberta, with major finds at the Peco, Pembina and West Pembina areas west of Edmonton. In addition, Petro-Canada continued to strengthen its asset base with strategic land acquisitions.

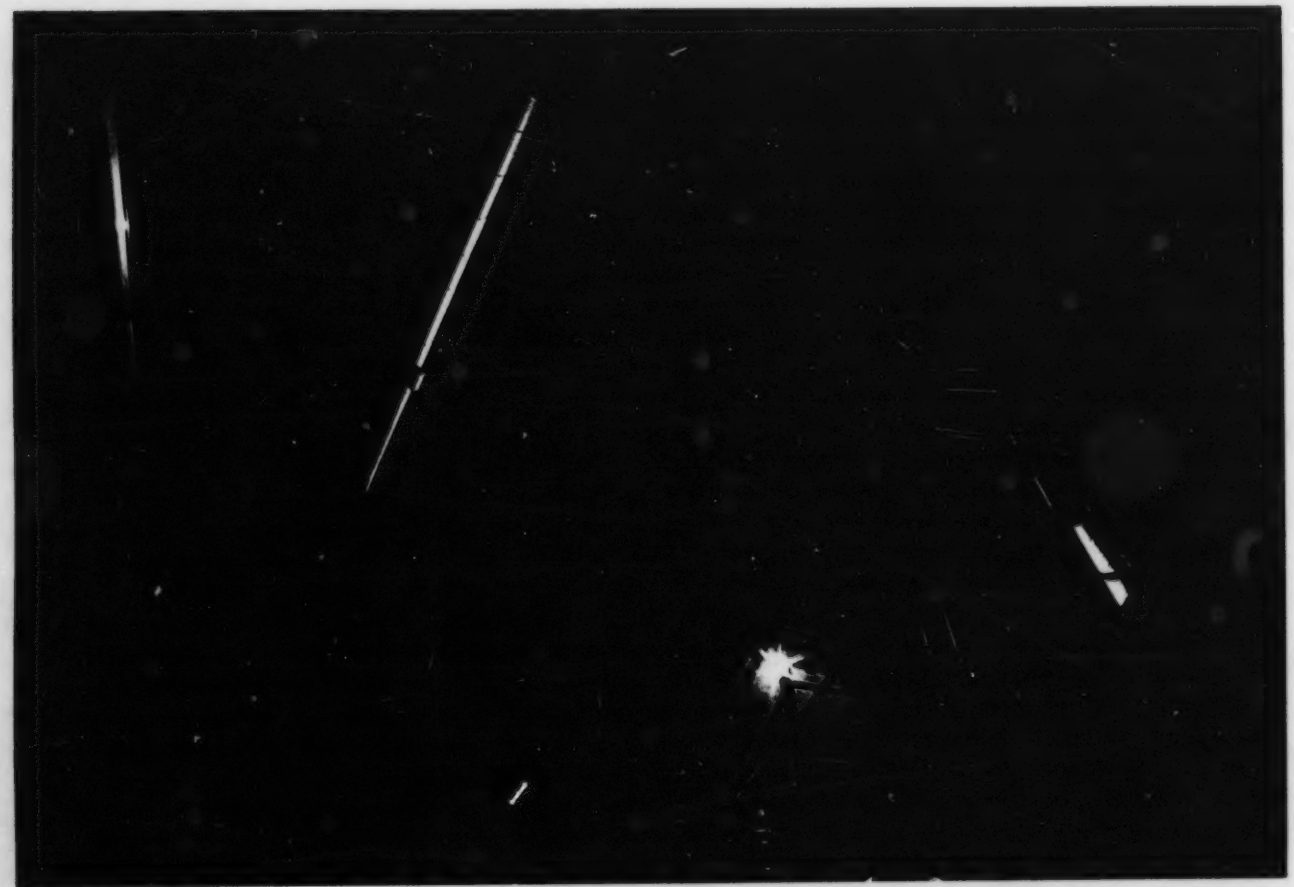
Both total liquids production and natural gas production reached record levels in 1985. Particularly noteworthy were the strong increases in the production of natural gas, natural gas liquids and synthetic crude oil.



At Bellshill Lake, one of Petro-Canada's major oil fields, production volumes were improved by drilling 49 new wells.



Western Canada Activities



The new Brazeau River sour gas plant produces valuable condensate, liquefied petroleum gases and sulphur.

Petro-Canada continues to update the technology which it uses to support its operations. In 1985, the research and development functions were integrated into the exploration and production groups. This move facilitates direct application of research results and improved technology, allowing better analysis of opportunities and greater efficiencies in operations.

New Projects Strengthen Western Canadian Operations

A sour gas plant, a natural gas liquids extraction plant and three oil field development schemes were significant among the investments made during the year.

The Brazeau River sour gas plant, located 160 kilometres southwest of Edmonton, commenced operations in late summer. Operated and 42.5 per cent owned by Petro-Canada, the facility processes about 700 000 cubic metres a day of gas to extract over 800 cubic metres a day of condensate and liquefied petroleum gases, plus 80 tonnes a day of sulphur. Residue gas is reinjected into the formation to maintain pressure and enhance production of the high-value liquids. The plant incorporates advanced computerized control systems to maximize efficiency and profitability, as well as reduce emissions.

Petro-Canada is a 50 per cent owner of a natural gas liquids plant which was commissioned late in 1985 at Taylor, in northeastern British Columbia. The plant straddles the pipeline leading from Taylor to Vancouver, extracting up to 1 080 cubic metres a day of propane, butanes and pentanes plus.

Elsewhere, efforts were made in 1985 to push ahead with development of promising discoveries. At Valhalla, 60 kilometres northwest of Grande Prairie, Alberta, Petro-Canada initiated a waterflood enhanced recovery program for the oil field it discovered in 1981. This project has boosted proven reserves of high-quality light crude oil from 1.2 million to 4.8 million cubic metres.

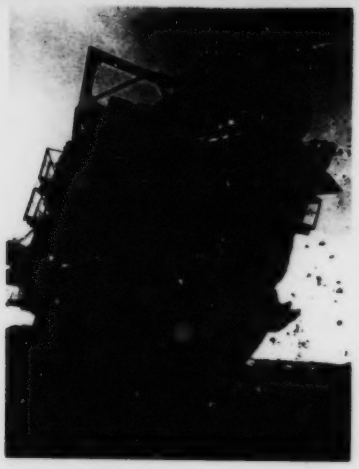
Development proceeded swiftly at Salt Lake, Saskatchewan, following Petro-Canada's discovery well in September, 1984. Five oil wells were on stream by the end of 1984. At year-end 1985, 46 wells were producing 340 cubic metres a day of heavy oil.

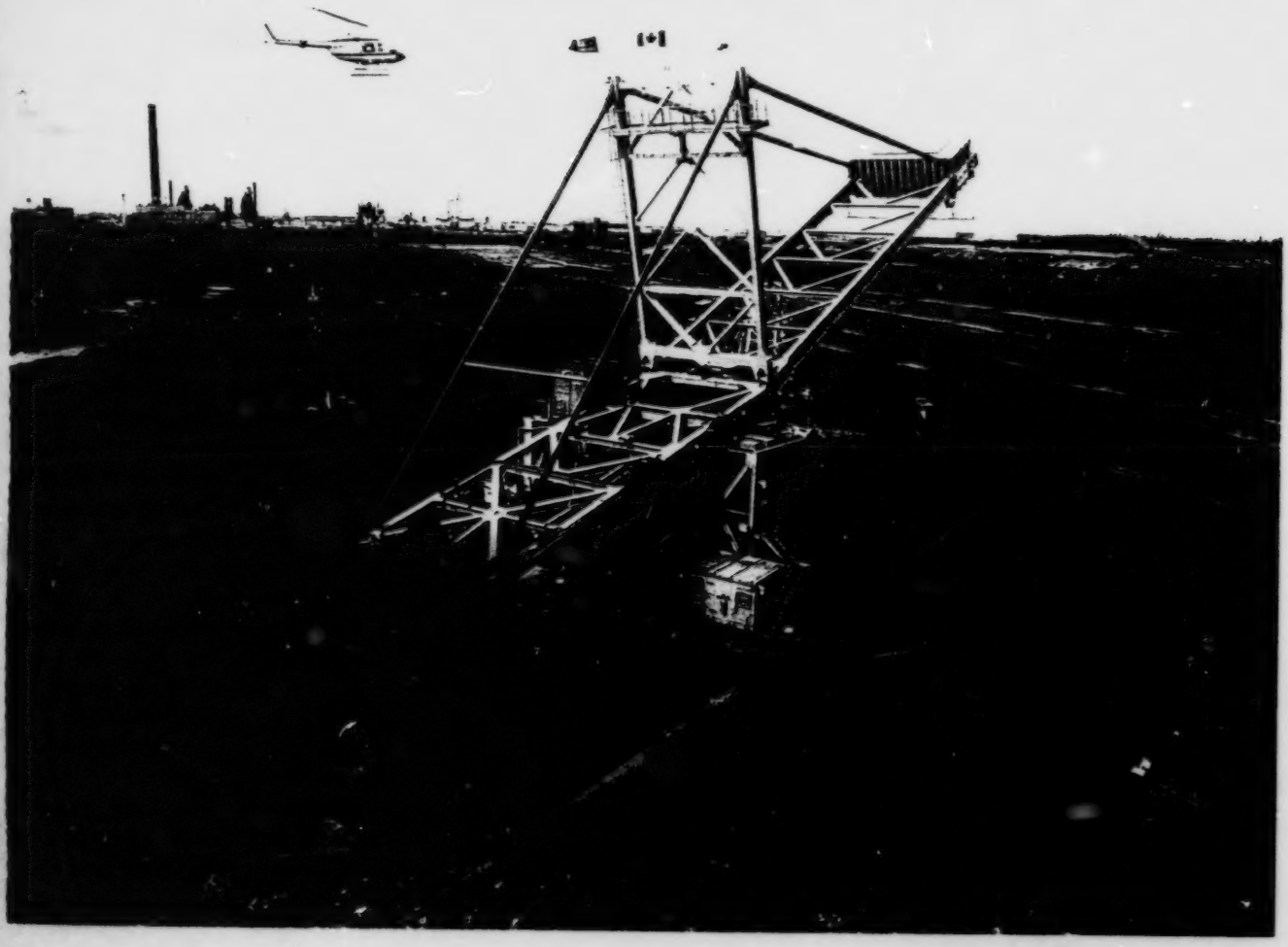
At Bellshill Lake, in east-central Alberta, a program to optimize oil production was completed. Forty-nine new wells were drilled, accelerating the rate of oil production in one of Petro-Canada's major oil fields.

Oil Sands Important Now and for the Future

Petro-Canada's oil sands interests are currently making appreciable contributions to the Corporation's business. In 1985, Petro-Canada registered its first commercial production from in situ oil sands, produced with other companies record volumes of synthetic crude oil from the Syncrude plant, and continued to study possibilities for major additions to its oil sands mining capability.

Commercial production began in April 1985 at the Wolf Lake in situ oil sands project in northeastern Alberta. This partner-operated project, in which Petro-Canada has a 50 per cent interest, uses steam injection technology to recover approximately 1 100 cubic metres per day of bitumen. Over 100 permanent jobs have been created by Phase I of the project. Over the long term, the Wolf Lake project could be





The synthetic crude oil produced by the Syncrude project generates strong cash flow for Petro-Canada. The project is also an industrial customer for Petro-Canada's lubricants and light oils.

Land Summary

As at December 31, 1985	Gross	Net
	(thousands of hectares)	
Non Frontier Areas		
British Columbia	1 352	692
Alberta*	3 653	1 623
Saskatchewan	192	124
Manitoba	149	76
Ontario	31	16
Frontiers		
N.W.T.	5 790	5 240
Beaufort Sea	3 163	456
Hudson Bay	429	53
Arctic Islands**	6 845	954
East Coast Offshore	14 631	7 415
West Coast Offshore	2 358	2 358
International	3 407	1 108
Total***	42 000	20 115

* includes oil sands leases
** excludes land held by Panarctic Oils Ltd.
*** excludes coal leases

Proven Reserves Summary

As at December 31, 1985	Oil		Natural Gas Liquids		Natural Gas	
	Before Royalties	After Royalties	Before Royalties	After Royalties	Before Royalties	After Royalties
	(thousands of cubic metres)		*(thousands of cubic metres)*		*(millions of cubic metres)*	
British Columbia	2 890	2 244	831	672	31 423	28 103
Alberta†	39 991	29 995	6 614	4 821	66 999	49 392
Saskatchewan	2 463	1 997	–	–	419	367
Total Canada	45 344	34 236	7 445	5 493	98 822	77 862
International	478	478	–	–	–	–
Total excl. Synthetic	45 822	34 714	7 445	5 493	98 822	77 862
Synthetic Crude††	39 102					
Total	84 924					

† conventional and in situ oil sands
†† in view of the subjectivity associated with the determination of royalties for production from the Syncrude project, the Corporation has not presented its synthetic crude oil reserves net of royalties

expanded in phases to meet future energy demands.

The Syncrude oil sands mining project achieved record production in 1985. The plant, 17 per cent owned by Petro-Canada, is located near Fort McMurray, Alberta. Petro-Canada's production share of fully upgraded synthetic crude totalled 1.27 million cubic metres, 15 per cent over the previous record established in 1983. Work proceeded in 1985 on expanding plant capacity to 22 000 cubic metres a day. This Capacity Addition Project will cost an estimated $720 million, of which Petro-Canada's share is about $122 million.

During 1985, Petro-Canada continued to study the feasibility of an oil sands mining project to be located on the Daphne oil sands leases some 65 kilometres north of Fort McMurray, Alberta.

Tangible Progress in the Frontiers

In 1985, a successful program focussing on the most prospective frontier areas resulted in several substantial finds. This increased the Corporation's potential reserves and clarified which opportunities will be the most attractive for development.

Most important for the Corporation was the Terra Nova K-07 well, a step-out to Petro-Canada's 1984 oil discovery off the coast of Newfoundland, and 75 per cent owned by Petro-Canada. With cumulative flow rates of 1 273 cubic metres a day, it improved the Corporation's confidence that the field contains substantial reserves capable of being developed. At year-end, an additional delineation well was being drilled at Terra Nova I-97.

The Ben Nevis discoveries, adjacent to Terra Nova, were also substantial. Petro-Canada holds a 37.5 per cent interest in West Ben Nevis B-75 and a 25 per cent interest in North Ben Nevis P-93.

The Corporation is a 25 per cent participant in the largest East Coast discovery to date, at Hibernia off Newfoundland. During 1985, the Hibernia project's Development Plan and Environmental Impact Statement were filed with the Federal and Newfoundland Governments. The plan will require an investment of $4 billion before project start-up in the early 1990s, and will include a concrete gravity base structure that will support production facilities.

On the Scotian Shelf, Alma K-85 and Thebaud I-93 were successful delineations of earlier gas discoveries. An additional well, North Triumph G-43, was drilling at year-end and subsequently was tested as a successful gas discovery. This exploration is directed towards increasing reserves adjacent to Sable Island, where three natural gas fields may be developed in connection with the Venture project when economic conditions permit. Applications to export gas to northeastern United States markets were filed with regulatory authorities during the year.

In Northern Canada, Petro-Canada participated through a subsidiary in the Bent Horn project, which resulted in the first shipment of hydrocarbons from the Arctic Islands to southern markets.

In the Western Arctic, promising exploration is continuing in the Mackenzie Valley and Delta. In the Mackenzie Valley, Petro-Canada drilled

Explorationists use computerized interactive work stations to interpret complex three-dimensional seismic data. High-quality exploration prospects can now be identified in a matter of days.

an important gas discovery at Tweed Lake M-47. A follow-up drilling program is planned for early 1986.

On the Tuktoyaktuk Peninsula, Petro-Canada participated in a significant new oil discovery at Tuk J-29. To assess the extent and quality of the reserves, a number of delineation wells were under way at year-end, and more are planned for early 1986.

Building an International Position

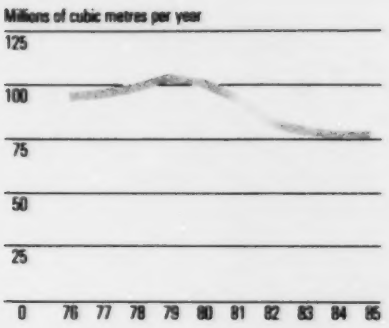
Petro-Canada's primary thrust is to find and develop energy resources in Canada. At the same time, however, it is involved in a number of prospective international areas, with possibilities for early cash generation and return on investment. This strategy provides opportunities for profit and new sources of supply for Canada, while keeping Petro-Canada in touch with the latest technology, especially for offshore exploration. This international presence gives Petro-Canada greater flexibility in responding to changing conditions.

In 1985, the Corporation maintained its involvement in a drilling program off China, though with disappointing results. Petro-Canada also acquired attractive landholdings in Colombia and Indonesia, and became the operator of a promising block off Papua New Guinea, where a seismic program will be carried out in 1986.

The Corporation's interest in the Casablanca oil field off the coast of Spain continued to be profitable. Two new wells were brought on stream in 1985.

Petro-Canada also provides expertise and technological services on a cost recovery basis for Petro-Canada International Assistance Corporation (PCIAC). A financially independent subsidiary of Petro-Canada with its own board of directors, PCIAC is funded by the Government of Canada as a vehicle for foreign aid. During 1985, PCIAC carried out a number of exploration and development programs in developing countries. Such efforts earn goodwill for Canada, give a higher international profile to Canadian energy expertise, and provide significant business opportunities for the Canadian oil and gas community.

Industry Sales of Oil Products Have Dropped



Products Division Highlights

During 1985, Petro-Canada adjusted its operations to meet the challenges of a difficult business environment. However, financial results for the year were still not strong.

During the early 1980s, Canadian demand for petroleum products dropped significantly. Over the last two years, this downward trend has levelled out. Nevertheless, current demand remains approximately 25 per cent below 1979 levels. The refining and marketing business continues to be characterized by low refinery and service station utilization, high costs, and facility closures. Surplus capacity has intensified competition and weakened prices, with companies relying heavily on advertising and promotions to hold market share. This situation produced unsatisfactory earnings for the entire industry, including Petro-Canada.

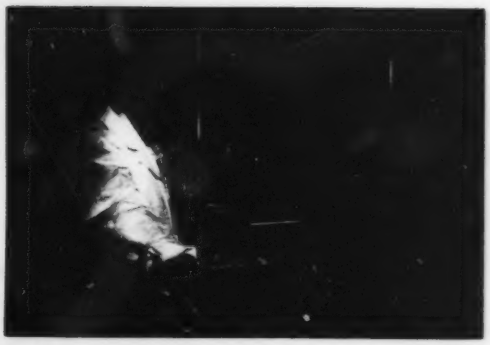
For the balance of the decade, demand for refined products is generally expected to remain near current levels. Modest growth for some products will be offset by declines in petroleum use for heating; heavy fuel and heating oils both face competition from natural gas and electricity. Demand for gasoline is anticipated to remain stable, while diesel and jet fuel demand, which is closely tied to the state of the economy, is forecast to rise.

After June 1, 1985, the deregulation of crude oil pricing and markets provided the industry with new opportunities. Refiners are now better able to reduce costs through access to a wider variety of domestic and foreign crude oils and unfinished and finished products.

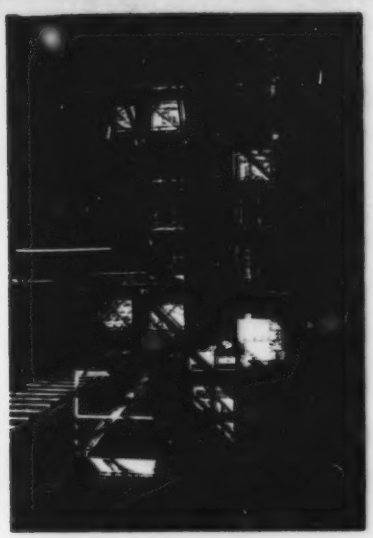
Through 1985, Petro-Canada has responded to the changing business environment by gaining a more diversified and balanced presence in the business, enhancing retail service to gain customer loyalty, and applying technology to reduce costs and capture opportunities.

The Gulf Acquisition Brings Strength, Balance and New Opportunities

The acquisition of portions of Gulf Canada Limited on September 30, 1985 added both strength and balance to Petro-Canada's existing refining, transportation and marketing assets. This move improves Petro-Canada's ability to



Customers benefit from product development and testing at the Sheridan Park, Ontario, research centre.



An automated warehouse for packaged oil products provides an efficient link between manufacturing and retail sales.

serve its customers and gives Canadians better access to the Corporation's services.

In Western Canada, Petro-Canada began the year with a small distribution network and a limited presence in many markets. Now, an excellent network of bulk plants, farm centres and service stations gives Petro-Canada a leading market share and effective access to the total western market. The asphalt plant in Moose Jaw, Saskatchewan, several pipeline interests, and the balance of the ownership in the Port Moody, British Columbia, refinery increase the Corporation's processing and transportation capabilities. By early 1986, Petro-Canada will also acquire the Edmonton refinery, one of Canada's most efficient and sophisticated facilities.

In Ontario, new service stations in the north, along major highways and in certain urban areas, give the Corporation a comprehensive distribution network. In addition, Petro-Canada acquired a lubricants manufacturing capability and a major research centre.

Besides providing nation-wide balance, the acquisition added breadth to Petro-Canada's product line and the types of services offered to consumers. Petro-Canada now manufactures, markets and provides technical support for a full range of products, benefitting customers in all market segments. At the retail level, the wider service offering includes quick lube facilities and more car washes and convenience stores.

Petro-Canada Starts at the Customer

In its short history, Petro-Canada's Canadian identity and its initiative in the marketplace have attracted strong public support. Petro-Canada recognizes that business success rests on continued customer loyalty, which can be earned only by providing top quality service.

Petro-Canada has reinforced its commitment to customer satisfaction by developing a strong customer service focus throughout the organization. A key management priority in both the head office and the regions, this customer-focussed strategy emphasizes to employees, dealers and associates the vital importance of the customer to the Corporation's overall commercial success.

Through 1985, specific market research programs were initiated to ensure customers' needs are taken into account in business decisions and high retail standards are maintained. To demonstrate commitment to the customer, Petro-Canada emphasized such programs as dealer and agent training, and community involvement.

Petro-Canada now tests, manufactures and markets a full range of lubricants of the finest quality.

Expanded Lubricants Business Enhances Service Offering

Petro-Canada's ability to serve Canadians now has a new dimension. With the Gulf acquisition, Petro-Canada has become a major producer of high quality lubricants. These hydrogen-treated lubricants are known for their exceptional purity and long-life, high-performance characteristics. The unique qualities of these products mean that Petro-Canada can effectively compete in every major retail and industrial market segment for general and specialty lubricants.

Technology Applied to Reduce Costs and Gain Opportunities

Petro-Canada is using the latest tools and innovative procedures to bring its refineries up to the standards that will meet the demands of the marketplace in the late 1980s and the 1990s.

At the Montreal refinery, a new catalytic cracker began operations in November, 1985. This new unit uses modern technology to manufacture gasoline more efficiently than the older unit it replaced. With other projects completed during 1985, the refinery now operates more efficiently and reliably, with improved environmental impact.

Construction of the CANMET demonstration plant at the Montreal refinery was completed and testing began in late 1985. When fully operational, the plant will convert fuel oil into gasoline and distillates.

Engineering studies in 1985 focussed on increasing refinery efficiency through computer control applications and further opportunities for

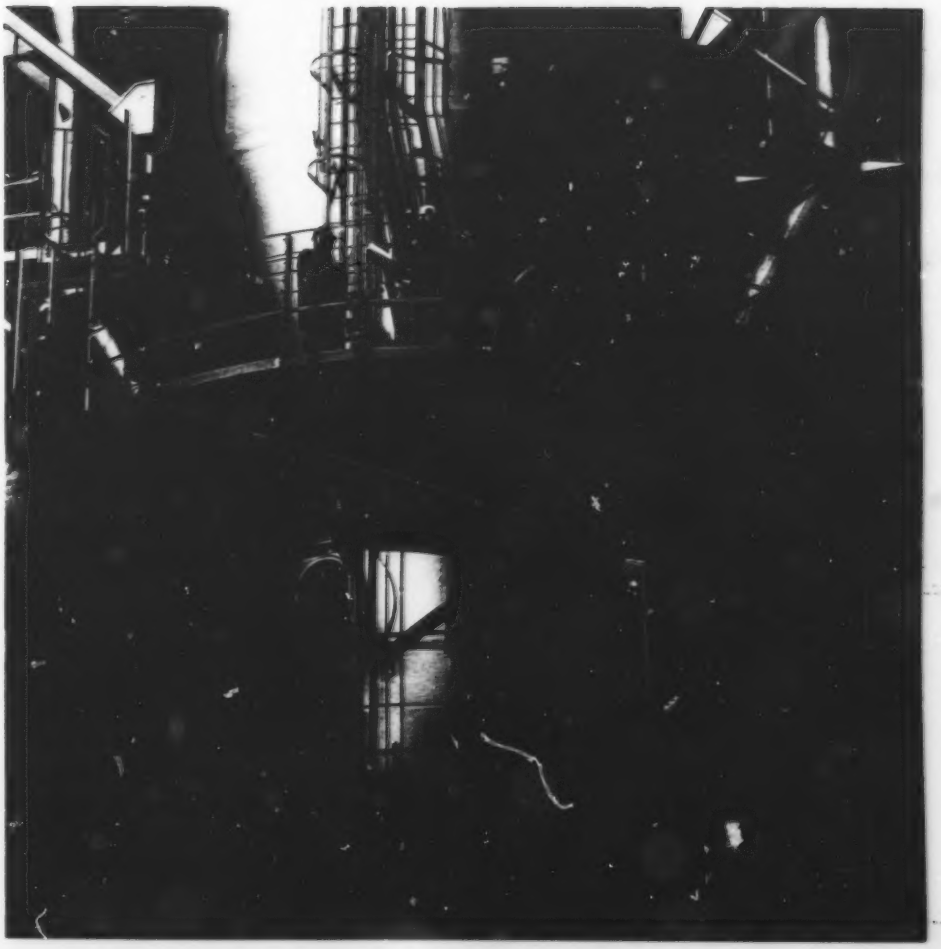
energy conservation and yield improvements.

Efficiencies in distribution and sales are being achieved both through the development of improved computer systems for inventory management and financial control, and through the integration of business systems. These improvements will be particularly advantageous as the industry faces an increasingly competitive market, where timeliness, operating effectiveness and cost efficiency will be of primary importance.

Petro-Canada is Positioned for Success

During 1985, the key elements of Petro-Canada's response to the changing business environment were the acquisition of the Gulf assets, continued customer focus, and investments to improve the efficiency and reliability of the Montreal refinery. In addition, the Corporation is managing opportunities associated with the deregulation of crude oil pricing and markets.

Further integration of the acquired Gulf assets can be expected to result in new efficiencies during 1986. With a broader and more balanced national presence, Petro-Canada has become a more effective competitor in the refining and marketing business.



A new catalytic cracker allows the Montreal refinery to operate more efficiently.

Financial Review

The Corporation achieved substantial earnings from operations and cash flow results for 1985, although both were below those for 1984. Production of conventional crude oil was marginally below that of 1984 due to pipeline constraints. However, production of synthetic crude, natural gas and natural gas liquids all reached new record levels. Profitability in the refining and marketing segment was severely constrained due to continuing refining overcapacity and highly competitive conditions in the marketplace.

Effective September 30, 1985, the Corporation acquired the refining, transportation and marketing assets of Gulf Canada Limited located west of the Province of Quebec. In comparing the 1985 results with 1984, it should be noted that the 1985 results include those of the former Gulf operations for the last quarter of the year.

In light of the continuing decline in world oil prices and the prospect of lower than anticipated future prices, the Corporation determined that it was appropriate to write down its assets, mainly those associated with exploration in certain frontier regions of Canada. While the regions written off contain very substantial reserves of oil and gas, the Corporation believes that the current and anticipated energy environment is such that significant commercial production is unlikely within a reasonable economic time frame. These frontier exploration items, together with a provision for anticipated losses on contracted offshore drilling facilities, have been charged to earnings and are included in the figure of $865 million captioned "unusual items" in the consolidated statement of earnings. This figure, which is stated net of applicable income taxes, contains other unusual charges, including costs formerly deferred for Arctic pipeline feasibility studies, and process development costs. Details of the unusual items are contained in note 13 to the consolidated financial statements. Since the Corporation was amortizing most of its frontier costs over varying periods, the write-down will result in slightly increased earnings in future years. It should be noted that, while the charge for unusual items reduced the Corporation's net earnings for 1985, it had no effect on cash flow.

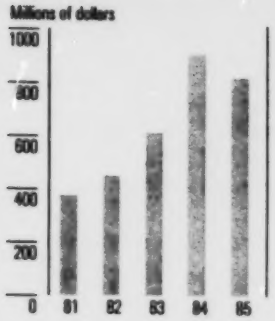
During 1985, the Corporation changed its method of accounting for investment tax credits in accordance with recommendations issued by the Canadian Institute of Chartered Accountants. Investment tax credits, previously recognized as a reduction of the tax provision, are now applied against the cost of the appropriate assets. This change has been applied retroactively and prior years' financial statements restated.

Cash Flow

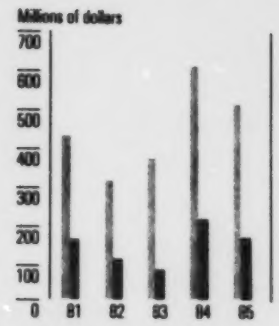
Internally generated cash of $906 million, while substantial, was down from the previous year's record of $968 million due in part to lower contributions from the refining and marketing segment, together with higher financing costs associated with the acquisition of the Gulf assets.

After deducting preferred share dividends, cash available for reinvestment, debt retirement and dividends on common shares was $828 million, down by $40 million or five per cent from 1984.

Internally Generated Cash Available for Reinvestment, Debt Retirement and Dividends on Common Shares



Earnings



Earnings before income taxes, unusual items and preferred share dividends

Earnings before unusual items and preferred share dividends

The Corporation made a common share dividend payment of $50 million to the Government of Canada during 1985.

The Corporation continues to emphasize cash flow as the principal measure of financial strength and ability to survive and grow in today's uncertain business environment. While investors have traditionally focussed on earnings, it is cash flow – simply the difference between cash received from the sale of the Corporation's natural resources and refined products, and the cash laid out to generate that revenue – that funds the ongoing operations and expansion of the Corporation's various businesses. Cash flow is a more objective measure of financial performance than earnings. The non-cash charges for depletion, depreciation and amortization which are applied against cash flow in arriving at earnings reflect the cost of assets to the Corporation. These non-cash charges are high because the Corporation grew mainly by acquisition during the high-price environment of the last ten years, rather than by internal growth over many decades. Since the excess of the cost of acquired companies over the net book value of those companies is generally not deductible for income tax purposes, the adverse effect on earnings of growth by acquisition is particularly significant.

Earnings

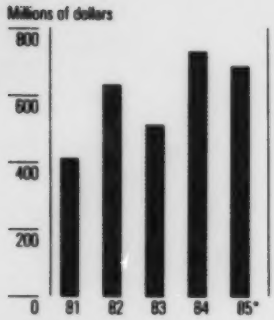
Earnings before income taxes, unusual items and preferred share dividends were $512 million, down by $100 million or 16 per cent from 1984. A provision of $341 million was made for income taxes of which $296 million was deferred and $45 million is currently payable. It will be noted that the effective income tax rate on pretax earnings is high – 66 per cent – compared to the combined federal and provincial income tax rate of approximately 48 per cent. This is because in arriving at taxable income, oil and gas producers are not permitted to deduct royalty payments and Petroleum and Gas Revenue Tax. In addition to this, in the case of the Corporation, the effective income tax rate is increased significantly due to the non-deductibility of the excess of the cost of acquired companies over their net book value, referred to previously.

Earnings before unusual items and preferred share dividends were $174 million, a decrease of $58 million or 25 per cent from 1984.

Earnings were reduced by $865 million as a result of the charge for unusual items. As previously indicated, while this accounting treatment reduced earnings it had no effect on the Corporation's cash flow for 1985.

Dividends of $78 million were paid on the Corporation's redeemable preferred shares, compared with $100 million in 1984. The reduced dividends result from share redemptions and lower dividend rates in 1985.

Capital Expenditures (Net of Petroleum Incentive Program Grants)



*Excludes assets acquired from Gulf Canada Limited

Capital Expenditures

Excluding acquisition of the Gulf assets, capital expenditures on property, plant and equipment, net of Petroleum Incentive Program grants, were $711 million compared with $751 million in 1984.

Capital expenditures on conventional oil and gas properties in Western Canada were $237 million, including $21 million for major programs at Brazeau River and Bellshill Lake. The Corporation's share of expenditures on the Syncrude oil sands mining plant and the Wolf Lake in situ oil sands project were $59 million and $13 million respectively. In addition, $23 million was expended for the construction of a natural gas liquids extraction plant at Taylor, British Columbia. Expenditures in the Canadian frontier areas, mainly in the Grand Banks, Scotian Shelf and Mackenzie/Beaufort regions, totalled $147 million. Downstream capital expenditures were $156 million, including $45 million for the new catalytic cracker at the Montreal refinery.

The refining and marketing assets of Gulf, including related working capital, were acquired for a cash consideration of $611 million. In addition, the Corporation has agreed to purchase Gulf's Edmonton refinery for $275 million. This transaction will be completed early in 1986.

Net Assets

At December 31, 1985, the consolidated assets of the Corporation amounted to $8 846 million. These consisted of current assets of $2 460 million; investments of $291 million; property, plant and equipment of $6 030 million and deferred charges of $65 million.

Deductions from the consolidated assets for liabilities, deferred income taxes and preferred shares issued by a subsidiary resulted in net assets of $3 642 million.

Management's Responsibility for the Financial Statements

The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles appropriate in the circumstances. Management is responsible for the other information in the Annual Report, which is consistent, where applicable, with that contained in the financial statements. Management is also responsible for installing and maintaining a system of internal control to provide reasonable assurance that reliable financial information is produced. The Corporation has an internal audit department whose functions include reviewing the systems of internal control to ensure that they are adequate and functioning properly.

The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises its responsibilities through the Audit Committee of the Board, a majority of which is composed of directors who are not employees of the Corporation.

The Committee meets with management, the internal auditors and the external auditors to satisfy itself that responsibilities are properly discharged and to review the financial statements.

The external auditors conduct an independent examination, in accordance with generally accepted auditing standards, and express their opinion on the financial statements. Their examination includes a review and evaluation of the Corporation's system of internal control and appropriate tests and procedures to provide reasonable assurance that the financial statements are presented fairly. The external auditors have full and free access to the Audit Committee of the Board.

Auditors' Report

To the Honourable Pat Carney, P.C., M.P.
Minister
Energy, Mines and Resources Canada
House of Commons
Ottawa, Canada

We have examined the consolidated balance sheet of Petro-Canada as at December 31, 1985 and the consolidated statements of earnings, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of the Corporation as at December 31, 1985 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, after giving retroactive effect to the change in the method of accounting for investment tax credits as explained in Note 2 to the consolidated financial statements, on a basis consistent with that of the preceding year.

We further report that, in our opinion, the transactions of the Corporation and its consolidated wholly-owned subsidiaries that have come to our notice in the course of our examination of the consolidated financial statements of Petro-Canada were, in all significant respects, in accordance with the Financial Administration Act and the regulations thereto, the charter and by-laws of the Corporation and its consolidated wholly-owned subsidiaries and any directives given to the Corporation.

Peat, Marwick, Mitchell & Co.
Chartered Accountants

Arthur Andersen & Co
Chartered Accountants

Calgary, Alberta
February 20, 1986

PetroCanada

Consolidated Balance Sheet

As at December 31, 1985

(stated in thousands of dollars)

Assets	1985	1984
		(Restated)
Current Assets		
Cash and short-term deposits	$ –	$ 32 819
Accounts receivable	1 307 339	836 854
Inventories (Note 4)	1 109 451	845 715
Income taxes recoverable	10 413	23 036
Deposits and prepaid expenses	33 157	21 394
	2 460 360	1 759 818
Investments (Note 5)	290 843	594 234
Property, Plant and Equipment, net (Note 6)	6 030 165	6 513 940
Deferred Charges (Note 7)	64 724	98 172
	$ 8 846 092	$ 8 966 164

Approved on behalf of the Board

Director

Director

Liabilities and Shareholder's Equity	1985	1984 (Restated)
Current Liabilities		
Outstanding cheques less cash	$ 22 344	$ –
Short-term notes payable	531 539	–
Accounts payable and accrued liabilities	1 489 160	807 913
Current portion of long-term debt	20 430	47 102
	2 063 473	855 015
Long-Term Liabilities	197 516	–
Long-Term Debt (Note 8)	269 131	109 947
Advances on Future Natural Gas Deliveries	145 488	173 436
Minority Interest in Subsidiaries	–	419 813
Deferred Income Taxes	1 303 901	1 617 372
Redeemable Preferred Shares (Note 9)	1 224 217	1 312 080
Capital (Note 10)	4 161 072	4 161 072
Contributed Surplus	–	62 461
Retained Earnings (Deficit)	(518 706)	254 968
	3 642 366	4 478 501
	$ 8 846 092	$ 8 966 164

Petro-Canada

Consolidated Statement of Earnings

For the Year Ended December 31, 1985

(stated in thousands of dollars)

	1985	1984 (Restated)
Revenue		
Operating	$ 5 300 097	$ 4 881 293
Investment and other income	80 834	107 470
	5 380 931	4 988 763
Expenses		
Crude oil and product purchases	2 901 164	2 780 170
Producing and refining	552 746	475 331
Marketing, general and administrative	552 548	403 170
Taxes other than income taxes (Note 11)	427 576	343 784
Depreciation, depletion and amortization	410 190	362 994
Interest on long-term debt	24 264	11 324
	4 868 488	4 376 773
Earnings Before Undernoted Items	512 443	611 990
Provision for Income Taxes (Note 12)		
Deferred	295 776	309 418
Current	44 887	75 501
	340 663	384 919
	171 780	227 071
Minority Interest	2 100	4 961
Earnings Before Unusual Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares	173 880	232 032
Unusual Items (Note 13)	864 901	–
Net Earnings (Loss) for Year Before Dividends on Redeemable Preferred Shares	(691 021)	232 032
Dividends on Redeemable Preferred Shares (Note 9)	78 314	100 083
Net Earnings (Loss) for Year After Dividends on Redeemable Preferred Shares	$ (769 335)	$ 131 949

PetroCanada

Consolidated Statement of Retained Earnings

For the Year ended December 31, 1985

(stated in thousands of dollars)

	1985	1984
Retained Earnings at Beginning of Year, as previously reported	**$ 353 046**	$ 212 027
Retroactive application of change in accounting policy for investment tax credits (Note 2)	**(98 078)**	(78 578)
Retained Earnings at Beginning of Year, as restated	**254 968**	133 449
Net earnings (loss) for year before dividends on redeemable preferred shares	**(691 021)**	232 032
Dividends – Redeemable preferred shares	**(78 314)**	(100 083)
– Common shares	**(50 000)**	–
Exchange adjustment on redemption of redeemable preferred shares	**(16 800)**	(10 430)
Transfer from contributed surplus	**62 461**	–
Retained Earnings (Deficit) at End of Year	**$ (518 706)**	$ 254 968

Petro-Canada

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

For the Year Ended December 31, 1985

(stated in thousands of dollars)

	1985	1984 (Restated)
Internally Generated Cash		
Working capital provided from operations (Note 14)	$ 870 238	$ 896 136
Proceeds from sale of property, plant and equipment	63 979	51 454
Advances on future natural gas deliveries	(27 948)	20 266
Internally generated cash	906 269	967 856
Investment Activities		
Acquisition of Gulf Canada Limited assets (Note 3)	713 947	–
Expenditures on property, plant and equipment	1 059 192	1 130 965
Petroleum Incentive Program grants	(348 526)	(380 304)
Increase (decrease) in investments, net	(329 772)	282 103
(Increase) decrease in minority interest in subsidiaries	295 755	(1 859)
Increase (decrease) in operating working capital (Note 15)	(15 628)	135 480
Increase in deferred charges	3 892	14 014
	1 378 860	1 180 399
Financing Activities and Dividends		
Proceeds from issue of short-term notes payable, net	531 539	–
Proceeds from issue of long-term debt	165 275	–
Redemption of redeemable preferred shares	(104 663)	(92 435)
Dividends – Redeemable preferred shares	(78 314)	(100 083)
– Common shares	(50 000)	–
Reduction of long-term debt	(46 409)	(42 704)
Issue of common shares	–	425 000
	417 428	189 778
Decrease in Cash	55 163	22 765
Cash and Short-Term Deposits at Beginning of Year	32 819	55 584
Cash and Short-Term Deposits (Deficiency) at End of Year	$ (22 344)	$ 32 819

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1985

(tabular amounts shown in thousands of dollars)

1. Summary of Significant Accounting Policies

(a) Basis of Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of Petro-Canada, an agent of Her Majesty in the right of Canada, and of all subsidiary companies ("the Corporation") except Canertech Inc., which is excluded for the reason described in Note 5.

The excess of the consideration paid for the shares of subsidiaries over the underlying net book values at the dates of acquisition is attributed to the related assets acquired and is amortized over the life of these assets.

(b) Inventories

Inventories are valued at the lower of cost and net realizable value.

(c) Investments

The Corporation accounts for investments in companies over which it has significant influence on the equity method. Other long-term investments are accounted for on the cost method.

(d) Property, Plant and Equipment

The Corporation accounts for its investment in oil and gas properties on the full cost method whereby all costs relating to the exploration for and development of oil and gas reserves are capitalized. Such costs include those related to lease acquisitions, geological and geophysical activities, lease rentals on non-producing properties, drilling both productive and non-productive wells and overhead related to exploration. The Corporation applies a "ceiling test", to capitalized costs in each producing cost centre, to ensure that such costs do not exceed the estimated future net revenues from production of proven reserves, at prices and operating costs in effect at the balance sheet date, together with the estimated fair market value of unevaluated properties.

Separate cost centres have been established for non-frontier Canada, the Syncrude Project, producing in situ oil sands, other oil sands leases and each Canadian frontier area and foreign area in which the Corporation has an interest.

The interest cost of debt attributable to the construction of major new facilities is capitalized during the construction period.

Substantially all of the Corporation's exploration and production activities related to oil and gas are conducted jointly with others. Only the Corporation's proportionate interest in such activities is reflected in the financial statements.

(e) Depreciation, Depletion and Amortization

Costs incurred in non-frontier Canada, the Syncrude Project, producing in situ oil sands and in producing foreign cost centres are depreciated or depleted separately on the unit of production method based on estimated proven recoverable oil and gas reserves. For purposes of calculating depreciation and depletion, natural gas production and reserves are converted to equivalent units of crude oil based on the relative energy content of each commodity.

Annual costs incurred in the other cost centres are amortized on a straight line basis over the period during which exploration activity in each cost centre is expected to continue. When exploration proves to be successful, as when an indicated commercial discovery is made, amortization is suspended and the unamortized balance of the cost centre is depleted on the unit of production method when production commences. When exploration proves to be unsuccessful and the cost centre is condemned or abandoned, the unamortized balance of that cost centre is charged to earnings at that time.

Depreciation of other plant and equipment is provided on either the unit of production method or the straight line method as appropriate. Straight line depreciation rates are based on the estimated service life of the related asset.

(f) Deferred Charges

Costs relating to the removal of overburden from oil sands which will be mined in future years are deferred and are charged to earnings when the related oil sands are mined.

(g) Federal Petroleum Compensation Program

Amounts received under the Federal Compensation Program for oil imports are deducted from the cost of crude oil and product purchases. Amounts received under the Federal Compensation Program for synthetic crude oil are included in operating revenue.

(h) Income Taxes

The Corporation makes full provision for income taxes deferred as the result of claiming depreciation, exploration, development and other costs for income tax purposes which differ from the related amounts charged to expense in the financial statements.

Note 1. (Continued)

(i) Translation of Foreign Currency

Current assets, except inventories and prepaid expenses, current liabilities and long-term debt are translated at rates of exchange in effect at the balance sheet date. Long-term assets, inventories, prepaid expenses, deferred income taxes and redeemable preferred shares are translated at rates of exchange in effect at the respective transaction dates. Revenue and expense items are translated at the average rates of exchange in effect during the year, except for depreciation, depletion and amortization which reflect rates of exchange in effect when the assets were acquired.

The resulting exchange gains or losses are included in earnings, except for unrealized exchange gains or losses arising on translation of long-term debt which are deferred and amortized over the remaining term of the debt.

Foreign operations are integrated with the Corporation's other activities and are translated in the above described manner.

(j) Pension Plans

Costs of pension benefits for current services of employees are funded and are charged to earnings as they accrue. Costs arising from amendments to pension plans which relate to services of employees in prior years and experience deficiencies are funded in accordance with applicable pension legislation and charged to earnings over periods not exceeding fifteen years.

2. Change in Accounting Policy

During 1985 the Corporation changed its method of accounting for investment tax credits in accordance with the recommendations issued by the Canadian Institute of Chartered Accountants. Investment tax credits, previously recognized on a flow through basis, are now accounted for by the cost reduction method. This change has been applied retroactively and the prior year's financial statements restated.

The effect of this change in 1985 has been to increase the net loss for year after dividends on redeemable preferred shares by $13 483 000.

3. Acquisitions

(a) Gulf Canada Limited ("Gulf") Refining and Marketing Assets

Effective September 30, 1985, the Corporation acquired certain refining and marketing assets from Gulf for an initial cash consideration of $611 000 000. Additional costs, relating to the acquisition, in the amount of $102 947 000 have been accrued.

The net assets acquired, at attributed values, consist of:

Property, plant and equipment	$	406 850
Investments		14 487
Net working capital		292 610
	$	713 947

In addition, the Corporation has agreed to purchase the Edmonton refinery assets for an aggregate cash consideration of $275 000 000 by the earlier of February 27, 1987 or thirty days after the dissolution of a partnership which currently owns the assets.

(b) Petro-Canada Products Inc. ("Products")

Pursuant to a tender offer dated February 28, 1983 the Corporation committed to acquire all of the outstanding voting and non-voting shares of Products (formerly BP Refining and Marketing Canada Limited). During 1985 the Corporation completed its acquisition of Products by purchasing the remaining non-voting shares for a consideration, including related expenses, of $301 953 000. The aggregate cost of acquiring the shares of Products was $424 704 000.

Funds for the 1985 share purchase were provided from cash held for use in tender offer and an issue of long-term debt.

4. Inventories

Inventories consist of:

	1985	1984
Crude oil, refined products and merchandise	$ 1 043 335	$ 768 774
Materials and supplies	66 116	76 941
	$ 1 109 451	$ 845 715

5. Investments

Investments consist of:

	1985	1984
At equity		
Westcoast Transmission Company Limited	$ 181 299	$ 176 984
Petro-Canada Centre	24 091	222 505
Sedpex Inc.	22 602	15 334
Other	11 839	4 418
At cost		
Mortgages and other investments	51 012	43 114
Cash held for use in tender offer	–	131 879
Canertech Inc.	–	–
	$ 290 843	$ 594 234

Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast")
At December 31, 1985 the Corporation held 31.1% of the total outstanding common shares of Westcoast.

The cost of the investment in Westcoast exceeded the underlying net book value at the dates of acquisition. This excess is being amortized over the estimated useful lives of the underlying assets to which it is attributed by charges against the Corporation's share of Westcoast's net earnings.

Westcoast is a regulated utility and is subject to regulatory directives which may change the components of the cost of service. Changes resulting from such directives do not have a direct effect on net earnings due to rate of return on rate base considerations which are also taken into account in the regulatory process.

At December 31, 1985 the quoted market value of the Corporation's investment in Westcoast was $227 517 000 (1984 – $190 924 000).

Petro-Canada Centre
At December 31, 1985 the Corporation held 50% of a joint venture which owns Petro-Canada Centre, an office complex in Calgary. The Corporation has entered into a long-term lease for use of a portion of the complex (Note 20) and has guaranteed $286 000 000 of long-term debt related to the facility.

Sedpex Inc.
At December 31, 1985 the Corporation held 50% of the total outstanding common shares of Sedpex Inc., a company which owns a semi-submersible drilling vessel. This vessel is under lease to the Corporation (Note 20).

Canertech Inc. ("Canertech")
The accounts of Canertech, a wholly-owned subsidiary company, have been excluded from consolidation because a formal plan exists to dispose of the investment in the subsidiary. In response to a directive by the Government of Canada, the Corporation incorporated Canertech in 1981 to develop alternate energy sources. At that time the Government indicated its intention of purchasing the Corporation's investment at cost and establishing Canertech as an independent crown corporation. During 1984 the Government directed the Corporation to bring about the dissolution of Canertech. The Corporation is proceeding with the implementation of this directive. The Corporation's investment in Canertech is carried in the accounts at its original cost of $1.

6. Property, Plant and Equipment

Property, plant and equipment consists of:

	1985			1984
	*Cost**	*Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization*	*Net*	*Net*
Oil and gas				
Canada				
– non-frontier areas	$ 3 911 728	$ 821 373	$ 3 090 355	$ 3 068 344
– frontier areas	1 011 122	795 268	215 854	915 270
Foreign	163 394	106 786	56 608	81 133
Refining and marketing	2 016 063	279 178	1 736 885	1 375 598
Oil sands				
Syncrude Project	618 542	92 698	525 844	486 361
Producing in situ	85 431	5 016	80 415	–
Other oil sands	197 541	197 541	–	207 457
Natural gas liquids	202 865	59 674	143 191	128 885
Other property and equipment	342 621	161 608	181 013	250 892
	$ 8 549 307	$ 2 519 142	$ 6 030 165	$ 6 513 940

* Cost is net of related Petroleum Incentive Program grants and investment tax credits.

7. Deferred Charges

Deferred charges consist of:

	1985	1984
At cost		
Oil sands overburden removal costs	$ 44 395	$ 41 511
Less portion related to oil sands to be mined within one year	14 032	10 730
	30 363	30 781
Polar Gas Project	1 534	17 617
At amortized cost		
Translation adjustment on long-term debt	19 884	9 085
Marketing reidentification	–	28 588
Other	12 943	12 101
	$ 64 724	$ 98 172

8. Long-Term Debt

Long-term debt consists of:

	Maturity	1985	1984
In Canadian dollars			
8.25% unsecured notes	1993	$ 14 375	$ 14 375
5.75% unsecured notes	1986	6 961	6 961
Promissory notes, bearing interest at prime rate		–	13 192
Unsecured loans, bearing interest at prime rate to ½% above prime rate		–	9 500
Other loans and long-term obligations	1986 – 1988	1 523	1 923
In United States dollars			
LIBOR less 0.8% unsecured notes ($125 000 000 U.S.)	1995	174 688	–
9% unsecured notes ($41 250 000 U.S.)	1996	57 646	59 466
7.75% unsecured notes ($14 000 000 U.S.)	1993	19 565	21 142
8.45% unsecured notes ($10 000 000 U.S.)	1987	13 975	19 821
5.75% – 6.25% mortgages ($592 000 U.S.)	1988	828	2 080
5.25% unsecured notes		–	8 589
		289 561	157 049
Less current portion		20 430	47 102
		$ 269 131	$ 109 947

Repayment of long-term debt

The minimum repayment of long-term debt in each of the next five years is as follows:

1986 – $ 20 430 000
1987 – $ 13 894 000
1988 – $ 7 700 000
1989 – $ 7 698 000
1990 – $ 7 695 000

9. Redeemable Preferred Shares

The redeemable preferred shares, which were issued by a subsidiary to a group of Canadian chartered banks, are floating rate, cumulative, redeemable and non-voting. Cumulative dividends, payable quarterly, are, at the option of the subsidiary, based on a percentage of either the United States Base Rates or the London Inter-Bank Offered Rates of the banks. At December 31, 1985, the dividend rate was approximately 4.6% per annum. The shares are redeemable, at the option of the subsidiary, at $100 U.S. per share, plus accrued dividends. In 1985 the subsidiary exercised its option to redeem 750 000 shares (1984 – 700 000 shares) for a consideration of $75 000 000 U.S. (1984 – $70 000 000 U.S.) and 10 450 000 shares were outstanding at December 31, 1985.

Under the terms of an agreement between the banks and the Corporation, in the event that the subsidiary does not exercise its option to redeem the shares over an eight year period ending December 31, 1993, or in the event of certain other occurrences under the provisions of the agreement, the banks have the option to require the Corporation to purchase the shares at $100 U.S. per share, plus accrued dividends. These annual options increase from $85 000 000 U.S. to $170 000 000 U.S. over the remaining period.

10. Capital

Authorized

In the aggregate the authorized capital is:
(a) 71 188 common shares with a par value of $100 000 each.
(b) Preferred shares issued to the Government of Canada provided that the amount of such shares together with any loans received, and outstanding, from the Consolidated Revenue Fund of the Government of Canada is not in excess of $1 billion.

Issued (to the Government of Canada)

	1985		1984	
	Number of Shares	*Consideration*	*Number of Shares*	*Consideration*
Common Shares				
Balance at beginning of year	**31 883**	**$ 3 188 300**	27 633	$ 2 763 300
For cash	–	–	4 250	425 000
Balance at end of year	**31 883**	**3 188 300**	31 883	3 188 300
Preferred Shares				
Balance at beginning and end of year	**972 771 853**	**972 772**	972 771 853	972 772
Total Capital at End of Year		**$ 4 161 072**		$ 4 161 072

The preferred shares have a par value of $1 each, are redeemable at par at the option of the Corporation, carry no stated rate of dividend and are non-cumulative.

11. Taxes Other than Income Taxes

Taxes other than income taxes consist of:

	1985	1984
Federal sales tax	**$ 249 341**	$ 184 508
Petroleum and Gas Revenue Tax	**123 448**	118 536
Other	**54 787**	40 740
	$ 427 576	$ 343 784

12. Income Taxes

The provision for income taxes of $340 663 000 (1984 – $384 919 000) represents an effective rate of 66.5% (1984 – 62.9%) on earnings before income taxes of $512 443 000 (1984 – $611 990 000). The computation of the provision, which requires adjustment to earnings before income taxes for non-taxable and non-allowable items, is as follows:

	1985	1984
Earnings before income taxes	$ 512 443	$ 611 990
Add (deduct)		
Royalties and other payments to provincial governments	307 096	327 560
Federal allowances		
Resource allowance	(259 999)	(245 909)
Tax depletion	(21 046)	(29 268)
Inventory allowance	(29 556)	(10 498)
Petroleum and Gas Revenue Tax	123 448	118 536
Non-deductible depreciation, depletion and amortization	95 442	98 661
Equity in earnings of affiliates	(22 383)	(17 874)
Foreign exchange gains	(2 781)	(4 846)
Other	5 805	291
Earnings as adjusted before income taxes	$ 708 469	$ 848 643
Canadian Federal income tax at 46.9% (1984 – 46%) applied to earnings as adjusted	$ 332 272	$ 390 375
Provincial and other income taxes, net of federal abatement	16 215	3 624
Provincial income tax rebate plans	(7 824)	(9 080)
Provision for income taxes	$ 340 663	$ 384 919

13. Unusual Items

The unusual items charged to earnings during 1985 consist of:

Canada frontier oil and gas properties	$ 547 614
Process development costs	108 168
Oil sands properties	90 153
Inventory adjustment	45 354
Relocation and reorganization	20 231
Foreign oil and gas properties	16 715
Coal and mineral properties	14 806
Marketing reidentification	13 096
Polar Gas Project	8 764
	$ 864 901

Canada frontier oil and gas properties
As a result of the decline in world oil prices and changes in the current and anticipated energy environment, the Corporation has written off the carrying value of certain of its Canadian frontier oil and gas properties. Accordingly, the unamortized costs of these properties together with provisions for anticipated losses on contracted offshore drilling vessels and ancillary equipment, amounting to $547 614 000 (after deducting related income taxes of $443 081 000 and minority interest of $121 958 000), have been charged to earnings.

Process development costs
Construction of a plant to demonstrate a process for upgrading heavy residual fuel oils was completed during 1985. This plant was constructed pursuant to a directive by the Government of Canada. As a result of changed economic conditions the Corporation has charged the project costs, amounting to $108 168 000 (after deducting related income taxes of $37 080 000), to earnings.

Oil sands properties
As a result of the decline in world oil prices and uncertainties as to the timing of new oil sands developments, the Corporation has written off the carrying value of its oil sands properties other than the producing in situ and Syncrude projects. Accordingly, the unamortized costs of these properties, amounting to $90 153 000 (after deducting related income taxes of $49 212 000), have been charged to earnings.

Inventory adjustment
As a result of the Western Accord the Corporation is no longer required to sell its Alberta crude oil production to the Alberta Petroleum Marketing Commission and since June 1, 1985 it has supplied crude oil directly to its own refineries. This change extends the point of sale and the resultant profit recognition from the wellhead to the refined product customer. At December 31, 1985 inventory has been reduced by $45 354 000 (after deducting related income taxes of $30 680 000) and this amount has been charged to earnings.

Relocation and reorganization
During 1985 the Corporation announced plans to relocate certain functions relating to its refining and marketing operations from Eastern Canada to Calgary. In addition, the Corporation commenced an internal reorganization program which will result in a staff reduction. The estimated costs associated with the relocation and reorganization in the amount of $20 231 000 (after deducting related income taxes of $18 869 000) have been charged to earnings.

Foreign oil and gas properties
The Corporation has written off the carrying value of its China cost centre because of a lack of exploration success. Accordingly, $16 715 000 (after deducting related income taxes of $15 043 000) has been charged to earnings.

Coal and mineral properties
As a result of the decline in world prices and uncertainties as to the timing of the development of coal and mineral properties, the Corporation has written off the carrying value of these properties. Accordingly, the remaining cost of these properties, amounting to $14 806 000 (after deducting related income taxes of $13 296 000), has been charged to earnings.

Marketing reidentification
The Corporation has determined that it has realized substantially all of the economic benefits of marketing reidentification costs incurred in prior years, which were deferred and amortized over the period during which benefits were expected to be realized. Accordingly, the unamortized balance of these costs, amounting to $13 096 000 (after deducting related income taxes of $12 045 000), has been charged to earnings.

Polar Gas Project
The Polar Gas Project has recently completed its application to the National Energy Board to build a pipeline from the Mackenzie Delta to Edson, Alberta and has abandoned its plans for a pipeline from the Arctic Islands to Eastern Canada. Costs incurred in prior years, relating to feasibility studies in connection with the abandoned route, which were deferred, amounting to $8 764 000 (after deducting related income taxes of $8 171 000), have been charged to earnings.

14. Working Capital Provided from Operations

Working capital provided from operations consists of:

	1985	1984
Earnings before unusual items and dividends on redeemable preferred shares	$ 173 880	$ 232 032
Add (deduct):		
Depreciation, depletion and amortization	410 190	362 994
Deferred income taxes	295 776	309 418
Equity earnings, net of dividends received	(6 594)	(2 640)
Other	(3 014)	(5 668)
	$ 870 238	$ 896 136

15. Change in Components of Operating Working Capital

The increase (decrease) in operating working capital consists of the following movements during the year:

	1985	1984
Accounts receivable	$ 470 485	$ 17 662
Inventories	263 736	134 709
Income taxes recoverable	(12 623)	(4 229)
Deposits and prepaid expenses	11 763	2 720
Accounts payable and accrued liabilities	(681 247)	(15 382)
Operating working capital acquired from Gulf Canada Limited (Note 3)	(292 610)	–
Current accruals relating to unusual items (Note 13), and other	224 868	–
	$ (15 628)	$ 135 480

Operating working capital is comprised of working capital other than cash and short-term deposits, short-term notes payable and current portion of long-term debt.

16. Pension Plans

Based on the most recent actuarial valuations of the Corporation's pension plans the unfunded past service pension obligations at December 31, 1985 are approximately $67 000 000. All accrued, including vested, benefits at December 31, 1985 are fully funded.

17. Material Transactions with Related Parties

The Corporation has transactions with the Government of Canada and its agencies which are in the normal course of business and are therefore on the same terms as those accorded to non-related parties.

18. Segmented Information

The Corporation operates principally in the following business segments:

Business Segment	*Operations*
Natural resources	Exploration, development and production activities for crude oil, natural gas, field liquids, sulphur, oil sands; extraction of liquids from natural gas; transportation, distribution and marketing of the natural gas liquids.
Refined oil products	Purchase and sale of crude oil; refining crude oil into oil products; distribution and marketing of these and other purchased refined oil products.

The financial results of operations by business segment are as follows:

	Natural Resources		*Refined Oil Products*		*Eliminations*		*Total*	
	1985	1984	1985	1984	1985	1984	1985	1984
Sales to customers	$ 971 526	$ 1 450 252	$ 4 328 571	$ 3 431 041	$ –	$ –	$ 5 300 097	$ 4 881 293
Inter-segment transfers	660 507	88 572	–	–	(660 507)	(88 572)	–	–
Total Operating Revenue	1 632 033	1 538 824	4 328 571	3 431 041	(660 507)	(88 572)	5 300 097	4 881 293
Product costs and operating expenses	533 559	534 472	3 580 858	2 809 601	(660 507)	(88 572)	3 453 910	3 255 501
Depreciation, depletion and amortization	282 979	250 727	97 327	84 833	–	–	380 306	335 560
Taxes other than income taxes	147 795	121 688	279 781	222 096	–	–	427 576	343 784
	964 333	906 887	3 957 966	3 116 530	(660 507)	(88 572)	4 261 792	3 934 845
Operating Earnings	$ 667 700	$ 631 937	$ 370 605	$ 314 511			1 038 305	946 448
Marketing, general and administrative expenses							(552 548)	(403 170)
Provision for income taxes							(340 663)	(384 919)
Investment and other income							80 834	107 470
Other depreciation and amortization							(29 884)	(27 434)
Interest on long-term debt							(24 264)	(11 324)
Minority interest							2 100	4 961
							(864 425)	(714 416)
Earnings Before Unusual Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares							$ 173 880	$ 232 032

Inter-segment transfers are accounted for at market value.

Natural resources segment revenue consists of:

	1985	1984
Crude oil and field liquids	$ 990 178	$ 867 366
Natural gas liquids	301 532	325 058
Natural gas	291 962	284 522
Other	48 361	61 878
	$ 1 632 033	$ 1 538 824

Refined oil products segment revenue consists of:

	1985	1984
Gasoline	$ 2 231 710	$ 1 813 981
Distillates	1 349 573	1 025 140
Other	747 288	591 920
	$ 4 328 571	$ 3 431 041

Note 18. (Continued)

The identifiable assets at December 31, and the capital expenditures for the year, by business segment, are as follows:

	Identifiable Assets		*Capital Expenditures**	
	1985	1984	1985	1984
Natural resources	$ 4 509 488	$ 5 444 759	$ 869 341	$ 954 217
Refined oil products	3 808 278	2 634 699	168 127	136 400
Other	528 326	886 706	(172 277)	204 586
	$ 8 846 092	$ 8 966 164	$ 865 191	$ 1 295 203

Other identifiable assets include cash and short-term deposits, investments in other companies and general corporate assets.

* Capital expenditures are before deduction of related Petroleum Incentive Program grants.

19. Comparative Figures

Certain reclassifications have been made to the 1984 comparative figures to conform with the current year's presentation.

20. Commitments and Contingencies

(a) Commitments

The Corporation has leased certain offshore drilling vessels and ancillary equipment under various contracts, the last of which expires in 1988. The rentals for these offshore vessels, when used by the Corporation, are shared with joint venture participants. The vessels are available for sublease when not required by the Corporation.

The gross lease rentals for the offshore vessels, less accrued amounts relating to the unusual items (Note 13), together with minimum annual rentals for Petro-Canada Centre (Note 5) and other non-cancellable operating leases are estimated at $95 000 000 in 1986, $63 000 000 in 1987, $45 000 000 in 1988, $44 000 000 in 1989, $41 000 000 in 1990 and $15 000 000 per year thereafter until 2008.

(b) Contingencies

The Corporation is involved in litigation and claims associated with normal operations. Management is of the opinion that any resulting settlements would not materially affect the financial position of the Corporation.

Supplementary Financial Information Reporting the Effects of Changing Prices (Unaudited)

December 31, 1985

Basis of Presentation

Petro-Canada's financial statements report financial information on the basis of historical cost in accordance with generally accepted accounting principles. Although the rate of inflation declined substantially in recent years, historically the economy has experienced significant inflationary increases and many of the effects of such increases are not reflected in the traditional financial statements. The additional costs required to replace current inventories and property, plant and equipment, and the effects of holding net monetary liabilities or assets are not reflected in the historical cost financial statements. The Canadian Institute of Chartered Accountants (CICA) has issued recommendations relating to the preparation of information reporting the effects of changing prices. These recommendations are considered experimental by the CICA. The intent is to determine if this information is helpful to the users of financial information in their assessment of an enterprise. The following information has been prepared based upon the CICA recommendations, except for the computation of the provision for income taxes which is addressed below.

While Petro-Canada has prepared this information using what are considered to be reasonable assumptions it should be noted that the recommendations call for a degree of subjective judgement and materially different results could be obtained if other equally valid assumptions were used. Additionally, the recommendations recognize that the cost of exploration and development required to replace oil and gas reserves is subject to a high degree of uncertainty. Despite this the recommendations call for the estimating of the current cost of oil and gas reserves and suggest the use of indices. Petro-Canada has followed this approach but cautions that these current cost estimates may be misleading and do not necessarily represent amounts for which the reserves could be bought or costs which would be incurred in future periods if the reserves were replaced.

Explanation of Information

The schedule of Balance Sheet Items on a Current Cost Basis reports the current cost of inventory and property, plant and equipment and the effect of the current cost adjustments on net assets. The current cost of property, plant and equipment has been calculated through the use of indices. Net assets represents the historical common shareholder's equity adjusted for the current cost adjustments.

The Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis presents a comparison of the Corporation's statement of earnings as presented in the historical cost financial statements with similar data prepared on a current cost basis. Equity earnings have been adjusted to reflect Petro-Canada's share of affiliates' current cost adjustments. Crude oil and product purchases expense has been adjusted to reflect the current cost of these purchases at the time of use. Depreciation expense has been adjusted so that it reflects the estimated current cost of replacing the operating capacity of property, plant and equipment. The CICA recommends that the amount of income tax in the computation of earnings on the current cost basis be the same as the amount charged against earnings in the historical cost financial statements. However, the Corporation believes that it is more appropriate to adjust the provision for deferred income taxes in recognition of the lower cost of sales and higher depreciation, depletion and amortization expense. Since this unaudited supplementary information is experimental, these adjustments have been reflected in the computation of deferred income taxes in the Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis. Had the Corporation followed the CICA recommendations with regard to income tax expense in the computation of current cost earnings, the provision for deferred income taxes would have been $295 776 000. It should be noted that there is no deduction under current tax law for these current cost adjustments. Minority interest has been adjusted to reflect its share of the current cost depreciation, depletion and amortization expense adjustment.

The schedule of Other Supplementary Current Cost Information presents the remaining financial information required by the recommendations. The financing adjustment represents the portion of current cost adjustments that relate to the net monetary liabilities of Petro-Canada. The CICA has defined this as "the amount of changes during a reporting period in the current cost of assets held by an

enterprise that, on the basis of the existing relationship between debt and equity, do not need to be charged against present and future revenues to provide for maintenance of the common shareholders' proportionate interest in the operating capability of the enterprise". The second portion of the schedule isolates the inflation component from the total increase in the current cost of property, plant and equipment and inventory. The final information presented is the gain in general purchasing power that results from having net monetary liabilities. This arises because inflation erodes the purchasing power of money and therefore where there are net monetary liabilities a "gain" is recognized due to the net monetary liabilities requiring the use of less "purchasing power" over time during inflationary periods.

The CICA recommendations also require the disclosure of oil and gas reserve data, net of royalties. The schedule of Supplementary Reserve Information provides this information.

Petro-Canada

Balance Sheet Items on a Current Cost Basis

December 31, 1985

(stated in thousands of dollars)

	As reported in the historical cost statements	*Current cost basis*
Inventory	$ 1 109 451	$ 1 104 957
Property, plant and equipment, net	$ 6 030 165	$ 8 201 801
Net assets (shareholder's equity)	$ 3 642 366	$ 5 809 508

Consolidated Statement of Earnings on a Current Cost Basis

For the Year Ended December 31, 1985
(stated in thousands of dollars)

	As reported in the historical cost statements	*Current cost basis*
Revenue		
Operating	$ 5 300 097	$ 5 300 097
Investment and other income	80 834	77 246
	5 380 931	5 377 343
Expenses		
Crude oil and product purchases	2 901 164	2 854 507
Producing and refining	552 746	552 746
Marketing, general and administrative	552 548	552 548
Taxes other than income taxes	427 576	427 576
Depreciation, depletion and amortization	410 190	548 468
Interest on long-term debt	24 264	24 264
	4 868 488	4 960 109
Earnings before Undernoted Items	512 443	417 234
Provision for Income Taxes		
Deferred	295 776	275 042
Current	44 887	44 887
	340 663	319 929
	171 780	97 305
Minority Interest	2 100	2 919
Earnings before Unusual Items and Dividends on Redeemable Preferred Shares	$ 173 880	$ 100 224

Petro-Canada

Other Supplementary Cost Information

For the Year Ended December 31, 1985

(stated in thousands of dollars)

1) Financing adjustment		
Based on the amount of changes during the year in the current cost amounts of property, plant and equipment and inventory	$	81 340
Based on the current cost adjustments made to net earnings during the year	$	23 127
2) Increase in the current cost amount of property, plant and equipment and inventory	$	322 393
Effect of general inflation		404 833
Excess of general inflation over the increase in current cost	$	82 440
3) Gain in general purchasing power from having net monetary liabilities	$	86 382

Supplementary Reserve Information

December 31, 1985

	Oil	Natural Gas Liquids	Gas
	(Thousands of cubic metres)	*(Thousands of cubic metres)*	*(Millions of cubic metres)*
Proven reserves, net after royalties at December 31, 1984	35 367.0	4 686.0	100 416.4
Revisions of previous estimates	1 672.1	1 277.1	(20 414.2)
Extensions and discoveries	567.3	—	1 185.7
Production	(2 892.5)	(469.6)	(3 325.9)
Proven reserves, net after royalties at December 31, 1985	34 713.9	5 493.5	77 862.0

The above figures do not include Petro-Canada's 17% interest in the synthetic crude oil reserves of Syncrude Canada Limited ("Syncrude") (39 102.0 thousand cubic metres before royalty at December 31, 1985). Pursuant to an agreement between the Province of Alberta as lessor of the oil sands leases and the Syncrude participants the Province has the right to 50% of Syncrude's deemed net profits, as defined in the agreement. At the Province's option, this right may, in accordance with the provisions of the agreement, be converted to a 7.5% gross production royalty. Both the 50% of deemed net profits and the 7.5% gross production royalty are subject to change under certain circumstances. In view of these potential changes, and the attendant uncertainties relating to future prices and costs, the Corporation has not presented its synthetic crude oil reserves net of royalties.

Five Year Operating Summary

	1985	1984	1983	1982	1981
Oil and Gas Landholdings (Gross/Net)					
(millions of hectares)					
Non-frontier areas					
Conventional	**4.4/2.1**	4.8/2.4	6.0/3.1	6.4/3.3	6.5/3.5
Oil Sands	**1.0/0.4**	0.9/0.3	0.9/0.3	0.8/0.3	0.8/0.3
	5.4/2.5	5.7/2.7	6.9/3.4	7.2/3.6	7.3/3.8
Frontiers	**33.2/16.5**	41.6/20.5	54.4/25.0	55.7/25.6	57.3/28.7
International	**3.4/1.1**	2.8/0.4	1.7/0.1	0.6/0.1	0.6/0.1
Total oil and gas landholdings	**42.0/20.1**	50.1/23.6	63.0/28.5	63.5/29.3	65.2/32.6
Wells Drilled (Gross/Net)					
Non-frontier areas – exploratory wells					
Oil	**52/37**	65/45	41/30	52/32	46/25
Gas	**51/26**	25/11	24/16	28/15	54/23
Dry	**63/44**	74/47	68/48	48/36	72/35
	166/107	164/103	133/94	128/83	172/83
Non-frontier areas – development wells					
Oil	**474/166**	344/134	148/84	129/68	73/39
Gas	**44/25**	16/6	17/12	138/86	100/53
Oil Sands	**0/0**	193/96	27/13	0/0	0/0
Dry	**47/22**	24/10	9/5	49/31	20/11
	565/213	577/246	201/114	316/185	193/103
Frontiers and international – exploratory and development wells					
Oil	**16/4**	9/2	5/1	7/1	7/1
Gas	**10/4**	9/2	6/2	3/1	4/1
Dry	**26/7**	25/8	14/5	7/1	6/1
	52/15	43/12	25/8	17/3	17/3
Total wells drilled	**783/335**	784/361	359/216	461/271	382/189
Proven Reserves (Net Before Royalties) (Note 3)					
Natural gas (billions of m^3)	**98.8**	120.4	134.3	135.8	138.3
Crude oil (millions of m^3)	**45.3**	48.4	45.0	47.1	47.0
Natural gas liquids (millions of m^3)	**7.4**	6.4	7.4	7.7	8.2
Synthetic crude oil (millions of m^3)	**39.1**	25.4	26.3	27.4	28.3
Foreign crude oil (millions of m^3)	**0.5**	0.8	0.9	0.9	1.1
Total crude oil and natural gas liquids (millions of m^3)	**92.3**	81.0	79.6	83.1	84.6

	1985	1984	1983	1982	1981
Daily Production (Net Before Royalties)					
Natural gas (millions of m^3)	**11.6**	10.8	10.0	10.6	10.7
Crude oil (thousands of m^3)	**10.0**	10.3	9.3	9.3	9.8
Natural gas liquids (thousands of m^3)	**1.8**	1.5	1.5	1.5	1.5
Natural gas liquids from straddle plants (thousands of m^3)	**2.6**	2.6	2.5	2.7	2.6
Synthetic crude oil (thousands of m^3)	**3.5**	2.3	3.0	2.3	2.1
Foreign crude oil (thousands of m^3)	**0.4**	0.4	0.5	0.2	0.2
Total crude oil and natural gas liquids (thousands of m^3)	**18.3**	17.1	16.8	16.0	16.2
Refining					
Refinery crude capacity (thousands of m^3 per day)	**46**	32	32	19	15
Refinery runs (thousands of m^3 per day)	**34**	28	25	17	13
Refinery utilization (per cent)	**78**	86	78	86	87
Marketing					
Wholesale and retail marketing outlets	**4 534**	2 716	3 107	1 605	1 504
Petroleum product sales (thousands of m^3 per day)					
Gasoline	**16.3**	13.9	12.9	7.3	5.6
Distillates	**12.2**	9.6	8.7	5.1	3.5
Other including petrochemicals	**7.0**	6.3	5.5	2.9	1.8
Total petroleum product sales	**35.5**	29.8	27.1	15.3	10.9
Employees					
Number at year end	**10 565**	6 697	6 601	6 166	5 801

Notes

1. Certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
2. Operating results are included from May 12, 1981, for the former Petrofina Canada Inc. operations, from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations, and from October 1, 1985, for the operations of the assets acquired from Gulf Canada Limited. Operating results for Panarctic Oils Ltd. have not been included.
3. Proven reserves do not include any reserves associated with frontier discoveries in Northern Canada and the East Coast offshore.

Five Year Financial Summary

(stated in thousands of dollars)

	1985	1984	1983	1982	1981
Summary of Earnings					
Revenue	$ 5 380 931	$ 4 988 763	$ 4 170 598	$ 2 788 136	$ 2 036 632
Expenses	4 868 488	4 376 773	3 796 721	2 477 825	1 604 288
	512 443	611 990	373 877	310 311	432 344
Add (deduct):					
Provision for income taxes	(340 663)	(384 919)	(267 756)	(210 693)	(263 568)
Gain on sale of subsidiary	–	–	–	7 082	–
Minority interest	2 100	4 961	5 823	4 735	–
Net earnings before unusual and extraordinary items and dividends on redeemable preferred shares	173 880	232 032	111 944	111 435	168 776
Unusual items	864 901	–	–	–	–
Extraordinary items	–	–	16 515	–	–
Net earnings (loss) before dividends on redeemable preferred shares	(691 021)	232 032	95 429	111 435	168 776
Dividends on redeemable preferred shares	78 314	100 083	86 379	120 082	138 971
Net earnings (loss) after dividends on redeemable preferred shares	$ (769 335)	$ 131 949	$ 9 050	$ (8 647)	$ 29 805
Other Financial Data					
Internally generated cash	$ 906 269	$ 967 856	$ 708 229	$ 586 461	$ 531 911
Expenditures on property, plant and equipment	1 059 192	1 130 965	996 529	952 381	559 036
Petroleum Incentive Program Grants	348 526	380 304	468 488	299 892	138 764
Total assets	8 846 092	8 966 164	8 194 001	7 541 934	6 606 185
Working capital	396 887	904 803	808 938	840 840	717 203
Long-term debt (Note 3)	289 561	157 049	188 408	330 686	1 312 773
Redeemable preferred shares	1 224 217	1 312 080	1 394 085	1 464 375	1 464 375
Shareholder's equity	3 642 366	4 478 501	3 931 982	3 284 389	1 602 192

Notes

1. Financial and operating results are included from May 12, 1981, for the former Petrofina Canada Inc. operations, from May 1, 1982, for the operations of Panarctic Oils Ltd., from March 1, 1983, for the former BP Refining and Marketing Canada Limited operations, and from October 1, 1985 for the operations of the assets acquired from Gulf Canada Limited.
2. Certain information for the years 1981-1984 has been restated to reflect the Corporation's change in accounting for investment tax credits as described in Note 2 to the consolidated financial statements. In addition, certain reclassifications have been made to the figures previously reported for earlier years to reflect subsequent changes in reporting presentation.
3. Long-term debt includes current maturities.

Design: Gottschalk + Ash Int'l, Montreal
Principal photography: Ottmar Blumwegen and Alain Corbu
Printing: Lawson Graphics Western

Rapport annuel 1985

Table des matières

Conseil d'administration et direction	1
Message du président du Conseil	2
Dix années décisives	4
Petro-Canada – Points saillants	6
Division Ressources–Points saillants	10
Division Produits – Points saillants	17
Revue financière	22
États financiers	25
Sommaires des cinq derniers exercices	46

La Société

Créée en 1975 en vertu d'une loi du Parlement, Petro-Canada appartient en totalité au gouvernement du Canada. La Société a commencé ses activités le 1er janvier 1976. Celles-ci comprennent essentiellement l'exploration et la production du pétrole et du gaz, ainsi que le transport, le raffinage et la distribution d'hydrocarbures, de façon à répondre aux besoins des Canadiens.

Principale société du secteur pétrolier appartenant à des intérêts canadiens, Petro-Canada est la seule entreprise pétrolière et gazière canadienne qui possède un réseau de commercialisation à l'échelle nationale. À la clôture de l'exercice 1985, son actif s'élevait à 8,8 milliards de dollars et elle employait 10 565 personnes. La Société se classe parmi les cinq premières entreprises, selon toutes les normes d'exploitation généralement utilisées, dans les domaines de l'exploration et de la production; elle occupe l'une des premières places au pays pour le raffinage et la commercialisation de produits pétroliers.

Le 31 mars 1986

L'honorable Pat Carney, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

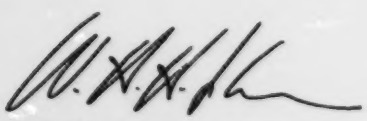
Madame le Ministre,

Nous avons l'honneur de vous présenter, au nom du Conseil d'administration, le rapport annuel de Petro-Canada pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985.

Conformément aux dispositions de la Loi sur l'administration financière, ce rapport comprend les états financiers consolidés de la Société, ainsi que le rapport des vérificateurs.

Veuillez agréer, Madame le Ministre, l'assurance de notre très haute considération.

Le président du Conseil
d'administration et
directeur général,



W. H. Hopper

Conseil d'administration

***† Wilbert (Bill) H. Hopper**
Président du Conseil
d'administration
et directeur général
Petro-Canada
Calgary (Alberta)

† Edward M. Lakusta
Président et chef de
l'exploitation
Petro-Canada
Calgary (Alberta)

*** Robin Abercrombie**
Expert-conseil
Valhalla Energy Corporation
Vancouver
(Colombie-Britannique)

Alfred E. Barroll
Expert-conseil
A. E. Barroll Resource
Consultants Ltd.
Calgary (Alberta)

† Jean Bazin, C.R.
Associé principal
Byers, Casgrain
Avocats et procureurs
Montréal (Québec)

Rudolph Bratty, C.R.
Associé principal
Bratty and Partners
Avocats et procureurs
Downsview (Ontario)

Roy Victor Deyell, C.R.
Associé principal
McLaws and Company
Avocats et procureurs
Calgary (Alberta)

Anne R. Dubin, C.R.
Associée principale
Tory, Tory, DesLauriers
and Binnington
Avocats et procureurs
Toronto (Ontario)

***† William McBurney Elliott, C.R.**
Associé principal
MacPherson, Leslie and Tyerman
Avocats et procureurs
Regina (Saskatchewan)

*** John Lundrigan**
Expert-conseil
Lundrigan Consulting Services Ltd.
St. John's (Terre-Neuve)

† H. Harrison McCain
Président du Conseil
d'administration
McCain Foods Limited
Florenceville
(Nouveau-Brunswick)

*** Jocelyne Pelchat**
Vice-présidente des quotidiens
Quebecor Inc.
Montréal (Québec)

† David Read
Homme d'affaires
Les Restaurants
McDonald's Ltée
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)

James Robertson
Homme d'affaires
Mack Travel Ltd.
Inuvik
(Territoires du Nord-Ouest)

† Paul M. Tellier
Sous-ministre
Énergie, Mines et Ressources
Ottawa (Ontario)
(a démissionné le 12 août 1985)

* Membre du Comité de
vérification
† Membre du Comité de
direction

Direction

Wilbert (Bill) H. Hopper
Président du Conseil
d'administration
et directeur général

Edward M. Lakusta
Président
et chef de l'exploitation

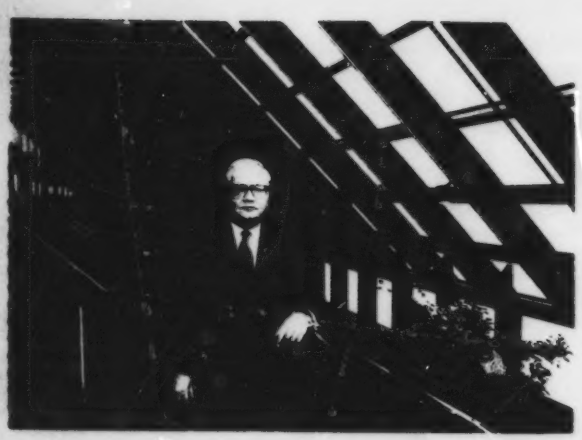
David P. O'Brien
Vice-président à la direction

Robert J. Mayo
Président
Produits Petro-Canada

James M. Stanford
Président
Ressources Petro-Canada

Siège social :

Petro-Canada
Boîte postale 2844
Calgary (Alberta) T2P 3E3
Téléphone : (403) 296-8000
Télex : 03825753



Message du président du Conseil

Petro-Canada vient de connaître dix années importantes, au cours desquelles les défis, les changements et les occasions ont été remarquables dans notre secteur d'activité. Tant au Canada qu'à l'étranger, les tendances économiques, politiques et sociales ont obligé les entreprises du secteur pétrolier et gazier à modifier leur orientation et à envisager la réalité dans d'autres perspectives. Les entreprises qui ont réussi ont été celles qui ont su saisir rapidement les nouvelles occasions. Au cours des prochaines années, cette capacité d'adaptation demeurera une condition essentielle à la réussite.

Pour Petro-Canada, l'exercice 1985 s'est déroulé sous le signe de l'adaptation aux changements. Du point de vue financier, les bénéfices ont été modestes, comme prévu, même si la Société a continué d'assurer une marge d'autofinancement considérable. Petro-Canada a en outre versé, sur ses actions ordinaires, son premier dividende au gouvernement du Canada. La restructuration de l'ensemble des éléments d'actif a compté parmi les plus grandes réalisations de l'exercice de la Société. Grâce à ces mesures, Petro-Canada est désormais dotée de la souplesse, de l'envergure et de l'équilibre nécessaires à son succès, quels que soient les défis de l'avenir.

En 1985, notre secteur a été aux prises avec un contexte économique à la fois incertain et difficile. L'excédent de l'offre sur la demande sur les marchés pétroliers mondiaux a donné lieu à un repli général et imprévu du prix du brut. Cette conjoncture mondiale s'est répercutée sur le secteur pétrolier et gazier au Canada, qui est en train de s'adapter à la faible demande et à l'irrégularité des prix du brut, du gaz naturel et des produits pétroliers raffinés.

Dans les domaines de l'exploration et de la production, l'exploitation du pétrole classique dans l'ouest du Canada a pu résister dans le passé à ces pressions négatives du marché, mais il est peu probable que les niveaux présents d'activité puissent être maintenus. La viabilité de ces chantiers et le moment où ils seront mis en oeuvre, facteurs qui joueront un rôle déterminant pour augmenter les réserves du Canada à long terme, dépendront du prix mondial du brut et des accords fiscaux conclus avec les gouvernements.

Dans les domaines du raffinage et de la commercialisation, la rentabilité a été limitée par la surcapacité. Des modifications devront être apportées pour assurer des rendements suffisants et pour soutenir les investissements nécessaires au maintien des services demandés par le grand public.

La léthargie du contexte économique a été compensée, d'une certaine façon, par les mesures adoptées par les gouvernements fédéral et provinciaux. En raison de la déréglementation dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, les forces du marché peuvent de plus en plus s'exercer, ce qui incite l'industrie à découvrir de nouveaux moyens d'améliorer la sécurité énergétique du pays.

Les accords passés entre le fédéral et les provinces ont créé un climat de compréhension grâce auquel notre secteur peut exercer ses activités avec une plus grande confiance. Dans l'Ouest, les gouvernements provinciaux ont remanié leurs principes en matière de redevances et d'encouragements fiscaux, afin de favoriser les travaux d'exploration et de mise en valeur. En outre, l'annonce d'une nouvelle politique énergétique dans les régions éloignées laisse entrevoir une rationalisation des règlements sur les terres du Canada et la définition de conditions non discriminatoires, qui tiennent compte de la rentabilité.

Petro-Canada comprend parfaitement les répercussions produites par ce contexte. Afin de contenir dans des limites acceptables l'ensemble de ses risques commerciaux et financiers, la Société continue de diversifier ses éléments d'actif et d'améliorer l'équilibre entre ses investissements à court et à long termes. Grâce à une présence à la fois dynamique et grandissante dans l'ouest du pays, Petro-Canada pourra compter en permanence sur une marge d'autofinancement importante. Cette marge permettra à la Société de poursuivre dans les régions éloignées des travaux comportant plus de risques et nécessitant de longs délais d'exécution.

Pendant la majeure partie des dix années écoulées, la Société a été l'un des chefs de file en ce qui a trait aux activités dans les régions éloignées. Dans la mesure où la mise en valeur des ressources sera rentable, Petro-Canada poursuivra ses travaux d'exploitation du pétrole au large de la côte Est, des sables pétrolifères et du pétrole lourd dans les régions qui offrent les perspectives les plus intéressantes.

Ainsi, la Société pourra conserver de solides assises financières, conformément au principe du gouvernement fédéral selon lequel elle doit exercer son activité comme une société du secteur privé. Les projets d'investissements de la Société doivent respecter les normes financières de prudence dans toutes les conditions économiques possibles.

La Société est d'avis que l'expansion de son exploitation nécessitera de nouveaux apports en capitaux propres. Afin de définir la meilleure méthode pour réunir ces capitaux nouveaux, le Conseil d'administration a constitué un comité spécial. Nous sommes heureux que le gouvernement fédéral examine activement une proposition en vue d'une émission publique d'actions.

Si la commercialisation des réserves dans les régions éloignées est importante pour la Société, la diminution actuelle du prix mondial du pétrole crée de l'incertitude quant au rythme et à l'étendue de leur mise en valeur. Étant donné le nouveau contexte et les efforts consacrés par la Société aux projets offrant des perspectives à court terme, il est maintenant évident que certains chantiers dans les régions éloignées ne pourront être mis en valeur dans un avenir prévisible. En 1985, la Société a inscrit des frais inhabituels en déduction des bénéfices de 865 millions de dollars après impôts, la plupart de ces frais se composaient de réductions de valeur qui tenaient compte de ces circonstances.

Pour ce qui est du rendement de Petro-Canada en 1985, nous devons souligner plusieurs réalisations.

À la fin de septembre, Petro-Canada a conclu avec Gulf Canada Limitée un accord pour l'achat des éléments d'actif de raffinage, de transport et de commercialisation de cette société à l'ouest du Québec. Cette acquisition a fait de la Société un chef de file dans le secteur de la mise en marché des produits pétroliers dans chaque région du pays et elle devrait également lui permettre de réaliser des bénéfices importants lorsque le climat économique se sera amélioré.

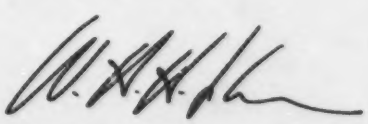
Dans l'ouest du Canada, où la production du brut et du gaz naturel assure l'essentiel de la marge d'autofinancement de la Société, l'activité est demeurée soutenue en 1985 et on a commencé à exploiter plusieurs nouveaux gisements. Pendant la dernière année, trois grands projets de construction ont été achevés et les activités y ont été amorcées; il s'agit du chantier de sables pétrolifères in situ de Wolf Lake, de l'usine de traitement de gaz acide de Brazeau et de l'usine de liquides de gaz naturel de Taylor.

Petro-Canada a accompli de nouveaux progrès dans l'exploration pétrolière au large de la côte Est. Le puits foré pour la délimitation du gisement pétrolier Terra Nova, découvert en 1984 par Petro-Canada, a donné des résultats très encourageants au moment du sondage. La Société a également annoncé la découverte d'un gisement de pétrole à son puits de West Ben Nevis et a participé, plus tard au cours de l'exercice, à la découverte du gisement pétrolier voisin de North Ben Nevis.

Cette année, marquée par la croissance et l'adaptation, a été rendue plus facile grâce aux efforts déployés par tous les employés de Petro-Canada. Ceux-ci ont fait sans cesse preuve de compétence et de dévouement. Les membres du nouveau Conseil d'administration de la Société ont assuré la direction de l'entreprise avec efficacité grâce à leurs antécédents dans divers domaines et à leur connaissance des régions. Nous tenons à remercier en particulier M. Paul Tellier pour les cinq années et plus de loyaux services au Conseil pendant qu'il était sous-ministre aux Affaires indiennes et du Nord et auprès du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. M. Tellier a quitté ses fonctions au Conseil en 1985, après avoir été nommé greffier du Conseil privé.

Enfin, nous admettons que la fidélité des Canadiens reste essentielle à notre réussite. Les consommateurs du pays ont montré qu'ils sont favorables à notre présence sur le marché canadien. Ils ont accueilli avec enthousiasme l'occasion d'appuyer la Société dans son mandat qui vise à mettre en valeur le secteur énergétique du pays. Au cours de ces dix années, nous avons puisé notre dynamisme dans cette confiance.

Le président du Conseil et
directeur général,



W. H. Hopper

Le 31 mars 1986

Dix années décisives

En dix années à peine, soit depuis le jour où trois employés travaillaient à sa formation dans une chambre d'hôtel de Calgary, Petro-Canada a accompli d'énormes progrès. Elle est aujourd'hui l'une des plus grandes sociétés canadiennes et joue un rôle prépondérant dans tous les aspects du secteur pétrolier et gazier. C'est en raison des décisions cruciales prises aux étapes déterminantes de son évolution que Petro-Canada a pu atteindre la place prépondérante qu'elle occupe aujourd'hui.

L'ouest canadien : une source de rentabilité

L'exploration au large des côtes et dans l'Arctique et l'exploitation des sables pétrolifères étaient prioritaires pour Petro-Canada. Mais pour assurer le succès de ces entreprises à long terme, il fallait également compter sur des rentrées de fonds et une expérience d'exploitation que seules pourraient apporter de solides assises dans le secteur de l'exploration et de la production dans l'ouest du pays. Voilà pourquoi la Société a fait l'acquisition de Atlantic Richfield Canada Ltd. en 1976, de Pacific Petroleums Ltd. en 1979 et de Petrofina Canada Inc. en 1981. Grâce à ces éléments d'actif et à cette compétence, Petro-Canada a élaboré des programmes dynamiques d'exploration et de mise en valeur qui ont constitué une source de financement soutenue.

Intensification de l'exploration dans les régions éloignées

Initialement, l'orientation de Petro-Canada avait été dictée par des préoccupations d'ordre national soulevées par la crise énergétique des années 1970. Les Canadiens voulaient être assurés de nouvelles sources d'énergie. À l'époque, l'exploration dans les régions éloignées, soit dans l'Arctique et au large des côtes, avait connu peu de succès, et les entreprises qui s'en occupaient ralentissaient leurs efforts. Petro-Canada a accéléré le rythme des travaux dans les régions éloignées en investissant dans certains programmes d'exploration importants. Pour faire progresser le savoir-faire canadien dans l'exploration au large des côtes, Petro-Canada a mis en marche un programme de forages au large du Labrador, puis a amorcé ses propres activités d'exploration au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve. Les efforts déployés par la Société pour accélérer l'exploration ont conduit à la découverte de gisements comme Terra Nova, Hibernia et Venture.

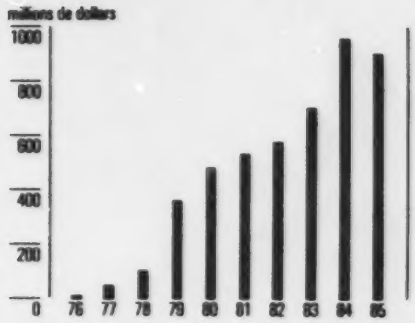
Une position de force dans les sables pétrolifères

Afin de créer de nouvelles réserves d'énergie pour les Canadiens, il fallait travailler à l'exploitation d'une autre source énergétique importante : les sables pétrolifères de l'ouest canadien. En 1976, Petro-Canada a acquis dix-sept pour cent des intérêts dans le projet des sables pétrolifères de Syncrude, en prenant le contrôle de la part du gouvernement fédéral dans ce projet et en achetant plus tard une nouvelle part de cinq pour cent à la suite de l'acquisition de Petrofina. La Société a également fait l'acquisition de concessions valables grâce à l'achat d'Atlantic Richfield, de Pacific et de Petrofina. Depuis, Petro-Canada joue un rôle actif dans la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables à ciel ouvert et in situ.

Une image canadienne dans la commercialisation

Ces premières acquisitions ont permis à Petro-Canada d'accéder au secteur du raffinage et de la commercialisation. En misant sur les occasions qui lui étaient offertes, Petro-Canada a redésigné ses stations-service en utilisant le symbole de la feuille d'érable et a mis l'accent, dans ses communications, sur son image et son orientation authentiquement canadiennes. La réaction des gens

Croissance remarquable des fonds autogénérés de Petro-Canada



a été enthousiaste et les ventes de produits pétroliers se sont accrues. En faisant l'acquisition de certaines tranches de BP Canada Inc. en 1983 et de Gulf Canada Limitée en 1985, la Société a constitué un réseau national qui lui permet de servir parfaitement ses clients dans toutes les régions. L'image canadienne de Petro-Canada continue de représenter un élément essentiel de la réussite de la Société dans le raffinage et la commercialisation.

Appui accordé aux détaillants et aux agents, à titre d'hommes et de femmes d'affaires indépendants

La Société a constaté que le service à la clientèle est essentiel à la réussite de ses activités à long terme dans le domaine de la commercialisation des produits raffinés. C'est pourquoi elle est déterminée à appuyer ses détaillants et ses agents, à titre d'hommes et de femmes d'affaires indépendants, qui entretiennent des liens étroits avec leur collectivité. L'inscription du nom du détaillant sur les enseignes de tous les postes de vente est un exemple de cet engagement. Petro-Canada encourage également ses détaillants à participer aux activités de leurs collectivités. De nombreux établissements qui appartenaient à la Société ont même été vendus ou loués à bail à des exploitants. Grâce à toutes ces mesures, Petro-Canada s'est bâti une solide réputation dans le domaine du service à la clientèle.

La rationalisation, gage d'efficacité et de rentabilité

Au début des années 1980, les premiers indices d'un climat économique plus difficile se sont manifestés dans le secteur du pétrole et du gaz. Petro-Canada a réagi à ces premiers symptômes en amorçant une restructuration complète de ses activités, pour les rationaliser selon des objectifs rigoureux. Il en a résulté une entreprise plus rigoureusement structurée, qui gérait ses activités avec efficacité. À la fin de 1984, les résultats d'une évaluation de Petro-Canada effectuée par une société de placements nationale indiquait que la Société jouait un rôle important dans son secteur d'activité et qu'elle n'avait pas de personnel excédentaire comparativement aux sociétés concurrentes intégrées.

Importance des résultats financiers

Le mandat initial de la Société l'a amenée à effectuer des travaux d'exploration et d'autres activités dans les régions éloignées dans l'intérêt du pays. En 1984, un inventaire complet des réserves dans les régions éloignées était achevé. En raison de l'évolution de la situation économique, il est devenu évident pour Petro-Canada et son actionnaire qu'il fallait se concentrer davantage sur les activités commerciales, en mettant plus l'accent sur les résultats financiers et en laissant les importants travaux d'exploration pour passer à la mise en valeur de ressources viables et rentables. Le nouveau gouvernement fédéral élu en septembre 1984 a également précisé que Petro-Canada devait exercer son activité comme une société du secteur privé. S'étant assuré une présence marquée dans tous les secteurs clés de son industrie, Petro-Canada poursuit son évolution avec prudence, en évaluant les possibilités qui s'offrent à elle selon de solides principes commerciaux et en s'adaptant efficacement à l'évolution du marché.

Ressources énergétiques futures

Petro-Canada – Points saillants

Les résultats financiers de Petro-Canada pour 1985 rapportent des fonds autogénérés de 906 millions de dollars et un bénéfice avant éléments inhabituels et dividendes de 174 millions de dollars. Ces résultats, quelque peu inférieurs aux niveaux records inscrits pour 1984, sont surtout la conséquence des prix plus bas qui ont marqué la situation fortement concurrentielle en 1985.

Diminution de la valeur comptable de certains actifs en raison de l'accent sur la rentabilité

Les bénéfices de Petro-Canada en 1985 ont été réduits de 865 millions de dollars après impôts, en raison de frais inhabituels constitués essentiellement de radiations de la valeur comptable de certains actifs dans les régions éloignées. Cette mesure a été prise à la suite d'une réévaluation de l'ensemble de nos investissements, en tenant compte de la baisse du prix mondial du pétrole et de l'orientation commerciale de la Société.

Au cours des dernières années, la teneur des activités de Petro-Canada dans les régions éloignées a évolué. En vertu de son mandat initial, la Société affectait ses investissements à l'inventaire des ressources dans les régions éloignées et à l'évaluation des coûts probables de leur mise en valeur. Les succès de ces premiers travaux ainsi que la baisse de la demande énergétique et du prix mondial du pétrole ont donné aux Canadiens une évaluation raisonnable de l'ampleur des réserves d'hydrocarbures du pays et une indication des réserves qui pouvaient être mises en valeur de façon rentable. Petro-Canada axe aujourd'hui ses efforts sur l'exploitation commerciale des projets qui offrent, à court et à moyen termes, des possibilités de rendement. La Société a donc radié certaines propriétés dans les régions éloignées dont l'exploitation n'est pas rentable, dans la situation actuelle. Elle a en outre constitué une provision pour certaines pertes prévues sur des navires de forage en mer et sur du matériel auxiliaire loués par contrat.

Si l'intérêt des régions éloignées est limité à l'heure actuelle, de nombreux gisements découverts offrent, à long terme, des perspectives de mise en valeur. Les Canadiens peuvent désormais éprouver le sentiment de sécurité que donne une meilleure connaissance des réserves énergétiques du pays. Les ressources qui pourraient être mises en valeur éventuellement comprennent de nouveaux dépôts de sables pétrolifères dans l'ouest du Canada, ainsi que des gisements de pétrole et de gaz dans la vallée et le delta du Mackenzie, dans la

Petro-Canada a connu un exercice vigoureux et fructueux dans le domaine de l'exploration sur la côte Est du Canada.

Petro-Canada a augmenté l'étendue et la qualité de ses services pour ses clients. De nouvelles brosses de tissu sont présentement mises à l'essai dans certains lave-autos.

mer de Beaufort, dans les îles de l'Arctique et au large des côtes du Labrador, de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Petro-Canada continuera de jouer un rôle considérable dans ces régions dans l'évaluation de la viabilité tant du point de vue financier que de l'exploitation technique des réserves découvertes et dans la recherche de nouveaux débouchés commerciaux.

L'acquisition de Gulf : l'investissement le plus important de l'exercice

L'investissement le plus important de 1985 est l'acquisition, par Petro-Canada, des activités d'aval de Gulf Canada Limitée en Ontario, dans l'ouest du Canada, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Aux termes de l'accord conclu le 30 septembre 1985, Petro-Canada a fait l'acquisition, au prix de 611 millions de dollars, des actifs de raffinage, de transport et de commercialisation ainsi que du fonds de roulement de cette société. Cette acquisition a été financée à même les ressources internes et des emprunts ordinaires. Selon cet accord, Petro-Canada se portera acquéreur au début de 1986 de la raffinerie de Gulf à Edmonton pour une somme de 275 millions de dollars.

Ces installations supplémentaires de raffinage et de commercialisation viennent compléter les activités actuelles de la Société et améliorent sa situation vis-à-vis de la concurrence, partout au pays, notamment dans l'Ouest. En occupant une place importante dans le secteur des produits raffinés, Petro-Canada pourra accroître son efficacité et fournir à ses clients un ensemble complet de services de qualité. Si l'on ajoute ces nouveaux éléments aux travaux d'exploration et de production, la Société se retrouve dans une excellente position. Si, comme prévu, le contexte économique continue d'être marqué par l'incertitude, Petro-Canada pourra continuer à saisir des occasions intéressantes, dans les deux secteurs d'activité à la fois.

Une entreprise solide

Pendant tout l'exercice 1985, les stratégies commerciales et financières de la direction en matière de positionnement ont été empreintes d'un souci aigu des questions relatives au perfectionnement des employés, à l'efficacité administrative et à la sécurité du personnel.

En plus de la planification permanente du perfectionnement des employés, un programme de perfectionnement des cadres a été mis en oeuvre. Un comité spécial s'occupe de la planification de la relève parmi les cadres et les membres de la haute direction offrant les meilleures possibilités.

Les cliniques d'entretien de l'auto pour les femmes représentent sûrement pour les détaillants une excellente façon de participer aux activités de la communauté.

L'évaluation de l'efficacité de chaque division a donné lieu à des restructurations. Au sein des Produits Petro-Canada, les fonctions de base telles que le contrôle, la planification et l'ingénierie ont été consolidées afin de permettre une meilleure exploitation des trois unités régionales dotées d'une responsabilité financière. Dans ce contexte et pour assurer de meilleures communications au niveau des cadres, il a été décidé de déplacer quelque 250 postes de Toronto à Calgary en 1986. Des modifications de structure ont été apportées aux Ressources Petro-Canada, afin d'adapter cette division aux nouvelles tendances économiques et d'offrir aux membres du personnel de meilleurs horizons professionnels.

En ce qui concerne la prévention, la Société participe au système international d'évaluation. Elle a obtenu en 1985 une excellente cote grâce à sa méthode rigoureuse de définition des normes de prévention et à son rendement en matière de vérification de ces normes.

Participation au sein de la collectivité

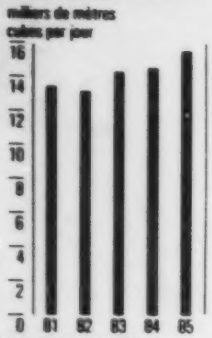
Petro-Canada conserve la ferme volonté de veiller à ce que ses activités commerciales aient des retombées favorables pour le Canada et les Canadiens, notamment dans les régions où elle est très présente. L'accroissement des perspectives d'emploi et des occasions d'affaires pour les Canadiens entre toujours en ligne de compte dans les décisions de la Société en matière d'investissements.

En 1985, le programme d'exploration de Petro-Canada dans la vallée du Mackenzie a entraîné des retombées économiques importantes pour les gens du Nord. Plus de la moitié des membres des équipes de forage et d'études sismiques ont été recrutés parmi les habitants de la localité, et plus de 60 entreprises de la région ont fourni des biens et services, notamment en louant des camps, en assurant le déblaiement des terrains et le transport, en vendant des pièces détachées et en offrant des services de réparation et d'entretien et du matériel lourd.

Les travaux d'exploration de Petro-Canada dans les régions éloignées ont créé d'importants débouchés pour les entreprises régionales qui fournissent des biens et des matériaux reliés à l'exploration. En outre, l'Université de Dalhousie et la Memorial University, dans les provinces de l'Atlantique, ont reçu des fonds pour mettre en oeuvre deux nouveaux programmes de recherche et de formation dans le domaine des sciences de l'exploitation pétrolière en mer. Une aide a également été apportée à d'autres établissements d'enseignement afin de permettre aux Canadiens d'apprendre des métiers très spécialisés reliés aux activités d'exploration en mer.

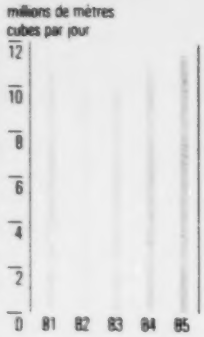
Au cours de l'exercice, Petro-Canada a continué de jouer, par le biais de parrainages et de dons, un rôle au sein des collectivités où la Société et ses employés exercent leurs activités. La participation de Petro-Canada à la campagne Centraide (United Way) a été cette fois encore exceptionnelle. Les cotisations versées par les employés et le montant correspondant offert par la Société ont ensemble représenté le don le plus important jamais versé à la campagne United Way à Calgary. Dans le cadre de l'Année internationale de la jeunesse, certaines activités, notamment le parrainage d'équipes de soccer et de baseball par des détaillants, ont fait l'objet d'une attention particulière. Le fonds du Manoir Ronald McDonald et la Fondation Bluenose II ont été parmi les causes appuyées par la clientèle de Petro-Canada à l'occasion de campagnes de promotion très originales.

Niveau record obtenu dans la production brute de pétrole brut et de liquides de gaz naturel*



* à l'exclusion des liquides de gaz naturel des usines de récupération

La production brute de gaz naturel a atteint un niveau record



Sommaire de la production*

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985	Pétrole	Liquides de gaz naturel	Gaz naturel
	(milliers de mètres cubes)	*(milliers de mètres cubes)*	*(millions de mètres cubes)*
Alberta	4 447	1 546	2 810
Pétrole classique	3 179	609	2 810
Syncrude	1 268	–	–
Empress	–	937	–
Colombie-Britannique	228	45	1 404
Classique	228	31	1 404
Taylor	–	14	–
Saskatchewan	235	–	10
Manitoba	3	–	–
Total pour le Canada	4 913	1 591	4 224
À l'étranger	134	–	–
Total	5 047	1 591	4 224

* Part de la Société avant les redevances

Division Ressources – Points saillants

L'exercice 1985 a été fructueux pour les Ressources Petro-Canada. Cette division a réalisé des résultats d'exploitation satisfaisants en diversifiant ses rentrées de fonds, en mettant rapidement en service de nouvelles installations dans l'ouest du pays et en allant de l'avant avec les projets à long terme de façon constante, mais prudente. Ces activités qui sont conformes à la stratégie d'ensemble de la Société s'inscrivent dans le cadre des efforts déployés par les Ressources Petro-Canada afin d'assurer le maintien de la rentabilité.

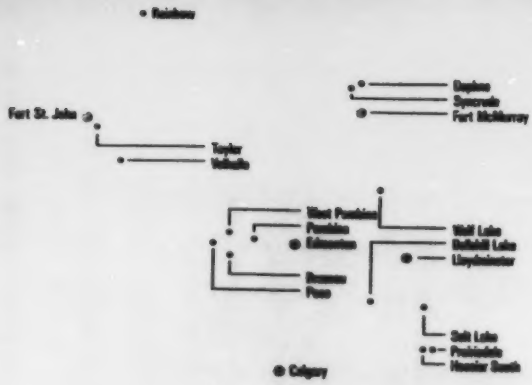
Les résultats d'exploitation ont été particulièrement satisfaisants, surtout si l'on tient compte de l'évolution de la situation dans notre secteur au cours de l'année. Le prix du pétrole a été à la fois en baisse et imprévisible, ce qui a fait hésiter de nombreuses entreprises à se lancer dans des projets à long terme. Les contraintes imposées par la capacité des pipelines ont fait cesser la production pétrolière, tandis que les prix du gaz naturel pour l'exportation ont énormément baissé. En revanche, l'Accord de l'Ouest et l'Accord Atlantique, la déréglementation du brut canadien après le 1er juin, l'allégement des contrôles imposés sur la commercialisation du gaz naturel et les nouvelles mesures incitatives dans les provinces productrices ont créé, à la fin de l'exercice, un climat plus favorable pour notre secteur d'activité.

L'année la plus active pour Petro-Canada dans l'Ouest

Les activités de la Société dans l'ouest du pays constituent, pour les Ressources, des assises à la fois fortes et diversifiées. En 1985, Petro-Canada a concentré son activité sur les secteurs les plus prometteurs, en mettant l'accent sur la possibilité de produire rapidement des revenus et d'assurer la rentabilité.

Petro-Canada a participé au forage de 166 puits d'exploration, qui ont produit 52 puits de pétrole et 51 de gaz; 63 puits stériles ont été abandonnés. En hausse par rapport à l'an dernier, ce taux de réussite à 62 pour cent a été réalisé en engageant des frais de recherche concurrentiels. Sur un nombre net de 565 puits de développement, 518 ont été des puits de pétrole ou de gaz fructueux, soit un taux de réussite de 92 pour cent. Les gisements découverts à Prairiedale, à Salt Lake et à Hoosier South, dans l'ouest de la Saskatchewan, ainsi que dans la région de Rainbow, dans le nord-ouest albertain, ont enrichi considérablement les réserves pétrolières. Des gisements de gaz ont été découverts en Colombie-Britannique et en

À Bellshill Lake, l'un des principaux gisements de pétrole de Petro-Canada, les volumes de production ont été améliorés grâce au forage de 40 nouveaux puits.



Activités dans l'Ouest canadien

La nouvelle usine de production de gaz acide de Brazeau River produit des condensats, des gaz de pétrole liquéfiés et du soufre de qualité.

Alberta; les principaux gisements ont été trouvés dans les régions de Peco, de Pembina et de West Pembina, à l'ouest d'Edmonton. En outre, Petro-Canada a continué d'accroître ses actifs en faisant l'acquisition de concessions stratégiques.

La production totale des liquides et la production de gaz naturel ont toutes deux atteint des niveaux inégalés en 1985. Il faut en particulier mentionner les augmentations marquées de la production du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et de brut synthétique.

Petro-Canada continue d'actualiser la technologie qu'elle utilise pour soutenir ses activités. En 1985, les fonctions de recherche et de développement ont été intégrées au sein des groupes de l'exploration et de la production afin de faciliter l'application directe des résultats de la recherche et des techniques perfectionnées, de permettre une meilleure analyse des possibilités et d'accroître l'efficacité de l'exploitation.

De nouveaux projets renforcent nos activités dans l'Ouest

Une usine de traitement du gaz acide, une usine d'extraction des liquides de gaz naturel et trois chantiers de mise en valeur de champs pétrolifères ont été au nombre des investissements importants effectués au cours de l'exercice.

L'usine de gaz acide de Brazeau, à 160 kilomètres au sud-ouest d'Edmonton, a entrepris ses activités vers la fin de l'été. Exploitée par Petro-Canada, qui en possède 42,5 pour cent, cette installation traite environ 700 000 mètres cubes par jour de gaz pour extraire plus de 800 mètres cubes par jour de condensat et de gaz de pétrole liquéfiés, ainsi que 80 tonnes par jour de soufre. Le gaz résiduel est réinjecté dans la formation afin de maintenir la pression et d'améliorer la production des liquides de grande valeur. L'usine est dotée d'un système de commandes informatisées perfectionnées afin d'accroître au maximum l'efficacité et la rentabilité, en plus de réduire les émissions.

Petro-Canada a une participation de 50 pour cent dans une usine de liquides de gaz naturel mise en marche à la fin de 1985 à Taylor, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Cette usine communique avec le pipeline qui passe de Taylor à Vancouver et extrait jusqu'à 1 080 mètres cubes par jour de propane, de butane et de pentane-plus.

Ailleurs, des efforts ont été consacrés en 1985 à la mise en valeur des gisements les plus prometteurs. À Valhalla, à 60 kilomètres au nord-ouest de Grande-Prairie en Alberta, Petro-Canada a lancé un programme de récupération améliorée par injection d'eau pour le gisement pétrolifère qu'elle y a découvert en 1981. Ce chantier a fait passer les réserves prouvées de brut léger de grande qualité de 1,2 à 4,8 millions de mètres cubes.

À Salt Lake, en Saskatchewan, les travaux de mise en valeur ont progressé rapidement après le forage, en septembre 1984, du puits de découverte de Petro-Canada. Cinq puits de pétrole étaient en service à la fin de 1984. À la clôture de l'exercice 1985, 46 puits produisaient 340 mètres cubes par jour de pétrole brut.

À Bellshill Lake, dans le centre-est albertain, un programme d'optimisation de la production pétrolière a été mené à terme. Quarante-neuf nouveaux puits ont été forés, ce qui a accéléré le rythme de la production pétrolière dans l'un des principaux gisements de Petro-Canada.

Le pétrole brut synthétique produit par le projet Syncrude générera des fonds importants pour la Société. Ce projet constitue en outre un nouveau client pour les lubrifiants et les huiles légères de Petro-Canada.

Superficie

au 31 décembre 1985	Brute	Nette
	(milliers d'hectares)	
Régions non éloignées		
Colombie-Britannique	1 352	692
Alberta*	3 853	1 623
Saskatchewan	192	124
Manitoba	149	76
Ontario	31	16
Régions éloignées		
Territoires du Nord-Ouest	5 790	5 240
Mer de Beaufort	3 163	456
Baie d'Hudson	429	53
Îles de l'Arctique**	6 845	954
Au large de la côte Est	14 631	7 415
Au large de la côte Ouest	2 358	2 358
À l'étranger	3 407	1 108
Total***	42 000	20 115

* y compris les concessions de sables pétrolifères prises à bail
** à l'exclusion des concessions détenues par Panarctic Oils Ltd.
*** à l'exclusion des concessions charbonnières prises à bail

Sommaire des réserves prouvées

au 31 décembre 1985	Pétrole		Liquides de gaz naturel		Gaz naturel	
	Avant redevances	Après redevances	Avant redevances	Après redevances	Avant redevances	Après redevances
	(milliers de mètres cubes)		*(milliers de mètres cubes)*		*(millions de mètres cubes)*	
Colombie-Britannique	2 890	2 244	831	672	31 423	28 103
Alberta†	39 991	29 995	6 614	4 821	66 980	49 392
Saskatchewan	2 463	1 997	–	–	419	367
Total pour le Canada	45 344	34 236	7 445	5 493	98 822	77 862
À l'étranger	478	478	–	–	–	–
Total à l'excl. du synthétique	45 822	34 714	7 445	5 493	98 822	77 862
Synthétique brut††	39 102					
Total	84 924					

† pétrole classique et sables pétrolifères in situ
†† en raison de la subjectivité qui touche la fixation des redevances pour la production de Syncrude, la Société ne présente pas ses réserves de brut synthétique nettes de redevances

L'importance des sables pétrolifères aujourd'hui et demain

Les participations de Petro-Canada dans des projets d'exploitation pétrolifère apportent à l'heure actuelle un concours appréciable aux activités de la Société. En 1985, Petro-Canada a enregistré sa première production commerciale à partir de sables pétrolifères in situ, a produit avec d'autres entreprises des volumes records de brut synthétique sur le chantier Syncrude et a continué d'étudier la possibilité d'enrichir considérablement ses moyens d'exploitation des sables pétrolifères.

En avril 1985, la production à l'échelle commerciale a été amorcée au chantier de sables pétrolifères in situ de Wolf Lake, dans le nord-est de l'Alberta. Exploité en association, ce chantier, dont Petro-Canada est actionnaire à 50 per cent, fait appel à la technologie de l'injection de vapeur pour récupérer environ 1 100 mètres cubes par jour de bitume. La première étape de ce chantier a permis la création de plus de 100 emplois permanents. À long terme, le projet de Wolf Lake pourrait être exécuté en plusieurs phases afin de satisfaire aux besoins énergétiques futurs.

En 1985, la production du chantier d'exploitation des sables pétrolifères de Syncrude a atteint un sommet sans précédent. Ce chantier, dont Petro-Canada possède 17 per cent des intérêts, est aménagé près de Fort McMurray, en Alberta. La part de Petro-Canada dans la production de brut synthétique complètement valorisé a totalisé 1.27 million de mètres cubes, soit 15 pour cent de plus que le niveau record atteint en 1983. En 1985, les travaux se sont poursuivis pour porter la capacité de cette usine à 22 000 mètres cubes par jour. Ce projet d'accroissement de la capacité représentera environ 720 millions de dollars, et la part de Petro-Canada sera de 122 millions de dollars.

En 1985, Petro-Canada a continué d'étudier la faisabilité d'un projet d'exploitation des sables pétrolifères qui serait amorcé sur les concessions de Daphné, à quelque 65 kilomètres au nord de Fort McMurray, en Alberta.

Des progrès véritables dans les régions éloignées

En 1985, un programme fructueux mettant l'accent sur les régions éloignées les plus prometteuses a donné lieu à plusieurs grandes découvertes. Celles-ci ont permit d'accroitre les réserves possibles de la Société et de préciser les possibilités de mise en valeur les plus intéressantes.

Le puits Terra Nova K-07, qui suit la découverte de gisements pétroliers en 1984 par Petro-Canada au large des côtes terre-neuviennes et qui lui appartient à 75 pour cent, a été très important pour la Société. Ce puits, dont le débit cumulatif est de 1 273 mètres cubes par jour, a confirmé à la Société que ce gisement renferme des réserves importantes qui peuvent être mises en valeur. À la fin de l'exercice, un nouveau puits de délimitation a été foré à Terra Nova I-97.

Le découverte des gisements de Ben Nevis voisins de Terra Nova a également été importante. Petro-Canada détient une participation de 37.5 pour cent dans le West Ben Nevis B-75 et de 25 pour cent dans le North Ben Nevis P-93.

La Société possède 25 pour cent des intérêts dans le plus important gisement de la côte Est découvert jusqu'à maintenant, à Hibernia, au large de Terre-Neuve. En 1985, le plan de développement du projet d'Hibernia et l'étude d'impact environnemental s'y rapportant ont été déposés auprès des gouvernements fédéral et terre-neuvien. Ce plan requerra un investissement de quatre milliards de dollars avant la mise en marche des travaux au début des années '90 et il inclura l'aménagement d'une structure à embase-poids en béton pour supporter les installations de production.

Les prospecteurs utilisent des postes de travail interactifs informatisés pour l'interprétation de données sismiques complexes tridimensionnelles.

Sur le plateau de la Nouvelle-Écosse, les puits de délimitation Alma K-85 et Thebaud I-93 ont confirmé le succès des gisements gaziers découverts auparavant. Un nouveau puits, le North Triumph G-43, était en cours de forage à la fin de l'exercice; il a par la suite été sondé et a révélé un gisement gazier. Ces travaux d'exploration visent à accroître les réserves adjacentes à l'île de Sable où l'on pourrait mettre en valeur trois gisements de gaz naturel relatifs au chantier Venture lorsque le contexte économique le permettra. Des demandes d'exportation de gaz au nord-est des États-Unis ont été déposées auprès des organismes de réglementation au cours de l'exercice.

Dans le nord du pays, Petro-Canada a participé au projet de Bent Horn par le tranchement d'une filiale, ce qui a conduit à la première livraison d'hydrocarbures en provenance des îles de l'Arctique vers les marchés du Sud.

Dans l'ouest de l'Arctique, des travaux d'exploration intéressants se poursuivent dans la vallée et le delta du Mackenzie. Dans la vallée du Mackenzie, Petro-Canada a foré un important gisement gazier au Tweed Lake M-47. Un programme de forages supplémentaires est prévu pour le début de 1986.

Dans la péninsule de Tuktoyaktuk, Petro-Canada a participé à la découverte d'un important gisement pétrolier, au Tuk J-29. Afin d'évaluer l'ampleur et la qualité des réserves de ce gisement, certains puits de délimitation étaient en cours de forage à la fin de l'exercice; de nouveaux puits sont prévus pour le début de 1986.

Une vocation internationale

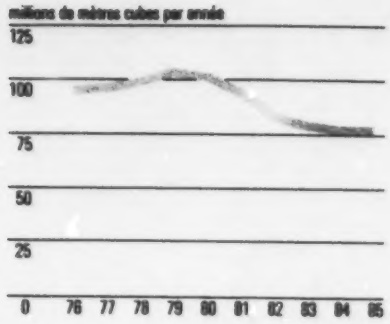
Petro-Canada a essentiellement pour mandat de découvrir et de mettre en valeur les ressources énergétiques du pays. Elle doit en même temps accroître sa participation dans certaines régions étrangères qui offrent des perspectives intéressantes en ce qui a trait aux revenus produits rapidement et au rendement des investissements. Cette stratégie lui fournit l'occasion de réaliser des bénéfices et de découvrir pour le Canada de nouvelles sources d'approvisionnement, tout en restant en contact avec la plus récente technologie, notamment dans le domaine de l'exploration en mer. Cette présence à l'étranger procure à Petro-Canada une plus grande souplesse pour s'adapter aux changements.

En 1985, la Société a continué de participer à un programme de forage au large des côtes de la Chine, même si les résultats de ce programme ont été décevants. Elle a également fait l'acquisition d'intéressantes concessions en Colombie et en Indonésie, en plus de commencer à exploiter un bloc prometteur au large des côtes de la Papouasie-Nouvelle-Guinée, où un programme d'études sismiques sera réalisé en 1986.

La participation de la Société au gisement pétrolifère de Casablanca, au large des côtes espagnoles, a continué d'être rentable. Deux nouveaux puits ont été mis en marche en 1985.

Petro-Canada met également à la disposition de la Corporation Petro-Canada pour l'assistance internationale (CPCAI) sa compétence et ses services techniques; les frais engagés par la Société lui sont remboursés au prix de revient. Filiale de Petro-Canada autonome financièrement, la CPCAI est dotée de son propre conseil d'administration et est financée par le gouvernement du Canada pour assurer une aide à l'étranger. En 1985, cette société a mené à bonne fin un certain nombre de programmes d'exploration et de mise en valeur dans des pays en voie de développement. Ses efforts ont accru le prestige du Canada et fait rayonner dans le monde entier la compétence énergétique de notre pays; ils ont également apporté des avantages commerciaux considérables au secteur pétrolier et gazier du Canada.

Les ventes de produits pétroliers ont baissé pour toute l'industrie



Division Produits – Points saillants

Durant l'exercice de 1985, Petro-Canada a adapté ses activités selon les défis lancés dans un contexte économique difficile. Toutefois, ses résultats financiers n'ont pas été très satisfaisants.

Au début des années 1980, la demande de produits pétroliers au Canada a considérablement fléchi. Au cours des deux dernières années, cette tendance à la baisse s'est stabilisée. Il n'en reste pas moins que la demande actuelle reste inférieure d'environ 25 pour cent aux niveaux de 1979. Les secteurs du raffinage et de la commercialisation continuent d'être caractérisés par la faible utilisation des raffineries et des stations-service, des coûts élevés et des fermetures d'installations. La capacité excédentaire a intensifié la concurrence et fait baisser les prix, les entreprises ayant fait massivement appel à des campagnes de publicité et de promotion pour conserver leur part du marché. Cette situation a entraîné pour l'ensemble du secteur une rentabilité insatisfaisante, notamment pour Petro-Canada.

D'ici la fin de la décennie, la demande de produits raffinés devrait, en règle générale, demeurer aux niveaux actuels. La croissance modeste de la demande pour certains produits sera annulée par la baisse de l'utilisation du pétrole pour le chauffage; les mazouts industriels et domestiques font en effet tous deux face à la concurrence du gaz naturel et de l'électricité. La demande d'essence devrait rester stable, tandis que celle du carburant diesel et du carburéacteur, qui est étroitement liée à la situation économique, devrait s'accroître.

Après le 1er juin 1985, la déréglementation des prix et des marchés du pétrole brut a ouvert de nouvelles perspectives à notre secteur d'activité. Les raffineurs sont désormais mieux en mesure de réduire leurs coûts en ayant accès à un plus large éventail de pétroles bruts canadiens et étrangers et de produits finis et non finis.

Pendant toute l'année 1985, Petro-Canada s'est adaptée à l'évolution de la conjoncture en diversifiant et en équilibrant ses activités dans son secteur, en améliorant ses services afin de gagner la confiance de sa clientèle et en tirant le meilleur parti de la technologie afin de réduire ses coûts et de saisir les occasions qui lui ont été offertes.

L'acquisition de Gulf : dynamisme, équilibre et perspectives nouvelles
L'acquisition, le 30 septembre 1985, de certaines parties des actifs de Gulf Canada Limitée a permis de consolider et d'équilibrer les actifs actuels de la Société dans le domaine du raffinage, du

Les clients bénéficient des travaux de mise en valeur et des essais réalisés au Centre de recherche de Sheridan Park, en Ontario.

Un entrepôt automatisé pour les produits pétroliers empaquetés facilite la liaison entre les services de fabrication et les ventes au détail.

transport et de la commercialisation. En raison de cette décision, la Société est désormais mieux en mesure de servir ses clients et de donner aux Canadiens un accès plus grand à ses services.

Dans l'ouest du pays, Petro-Canada a entrepris l'année avec un réseau de distribution modeste et une présence limitée sur de nombreux marchés. Désormais, grâce à un excellent réseau de dépôts de vrac, de centres agricoles et de stations-service, Petro-Canada détient une part prépondérante du marché et peut avoir accès avec efficacité à l'ensemble du marché de l'Ouest. L'usine d'asphalte de Moose Jaw en Saskatchewan, plusieurs participations dans des pipelines et les intérêts restants dans la propriété de la raffinerie de Port Moody en Colombie-Britannique dotent la Société de meilleurs moyens de traitement et de transport. Au début de 1986, Petro-Canada fera également l'acquisition de la raffinerie d'Edmonton, qui est à la fois une des plus efficaces et des plus perfectionnées du pays.

En Ontario, les nouvelles stations-service dans le Nord, en bordure de grandes autoroutes et dans certaines agglomérations, permettent à la Société de compter sur un réseau de distribution complet. Petro-Canada a en outre fait l'acquisition d'une installation de fabrication de lubrifiants et d'un centre de recherche imposant.

En plus d'assurer sa présence dans l'ensemble du pays, cette acquisition a donné de l'ampleur à la gamme des produits et des services offerts par Petro-Canada aux consommateurs. La Société fabrique et commercialise une gamme complète de produits, en plus d'offrir un soutien technique pour l'ensemble de ces produits, ce qui est avantageux pour toutes les catégories de clientèle. Dans le domaine du détail, les services offerts comprennent désormais des installations de graissage rapide et un plus grand nombre de lave-autos et de dépanneurs.

Le client d'abord

Grâce à son image authentiquement canadienne et à ses initiatives sur le marché, Petro-Canada, bien qu'elle soit une entreprise relativement jeune, a gagné la faveur du grand public. La Société sait que la réussite commerciale repose sur la fidélité de ses clients, qu'elle ne peut gagner qu'en offrant un service de toute première qualité.

Petro-Canada a réaffirmé sa volonté de donner satisfaction à sa clientèle en mettant l'accent sur la qualité des services offerts partout dans l'entreprise. Tant au siège social que dans les régions, cette stratégie est prioritaire pour la direction et fait ressortir, pour nos employés, nos détaillants et nos relations d'affaires, l'importance vitale du client pour le succès de la Société.

Pendant toute l'année 1985, des programmes précis de recherche commerciale ont été lancés afin de s'assurer que les besoins de nos clients sont pris en considération dans les décisions commerciales et que des normes rigoureuses sont respectées dans nos établissements de détail. Pour montrer à la clientèle notre détermination dans ce sens, nous avons insisté davantage sur des programmes relatifs à la formation des détaillants et des agents et à la participation à la vie de la collectivité.

En plus de mettre à l'essai un éventail complet de lubrifiants de toute première qualité, Petro-Canada en fabrique et les met en marché.

L'expansion du secteur des lubrifiants pour un meilleur service

Le service offert par Petro-Canada aux Canadiens a pris un nouvel essor. Grâce à l'acquisition de Gulf, Petro-Canada est devenue un producteur important de lubrifiants de grande qualité. Ces lubrifiants traités à l'hydrogène sont reconnus pour leur pureté, leur durabilité et leur rendement. Ces qualités exceptionnelles permettent à Petro-Canada de livrer une lutte efficace à la concurrence dans tous les secteurs importants des marchés des entreprises et du détail pour les lubrifiants universels et spécialisés.

Grâce à la technologie, coûts réduits et perspectives accrues

Petro-Canada fait appel aux techniques et aux méthodes les plus modernes pour permettre à ses raffineries de satisfaire aux exigences du marché jusqu'à la fin des années 1980 et pendant les années 1990.

À la raffinerie de Montréal, un nouveau craqueur catalytique a été mis en service en novembre 1985. Grâce à cette nouvelle unité, produit de la technologie moderne, on fabrique de l'essence plus efficacement qu'avec l'ancienne unité qu'elle remplace. D'autres travaux réalisés en 1985 permettent à la raffinerie de fonctionner désormais avec plus d'efficacité et de fiabilité; de plus, une amélioration s'est fait sentir au niveau des effets sur l'environnement.

La construction de l'unité-témoin CANMET à la raffinerie de Montréal a été achevée et les essais ont débuté à la fin de 1985. Une fois en service, cette installation convertira le pétrole lourd en essence et en distillats.

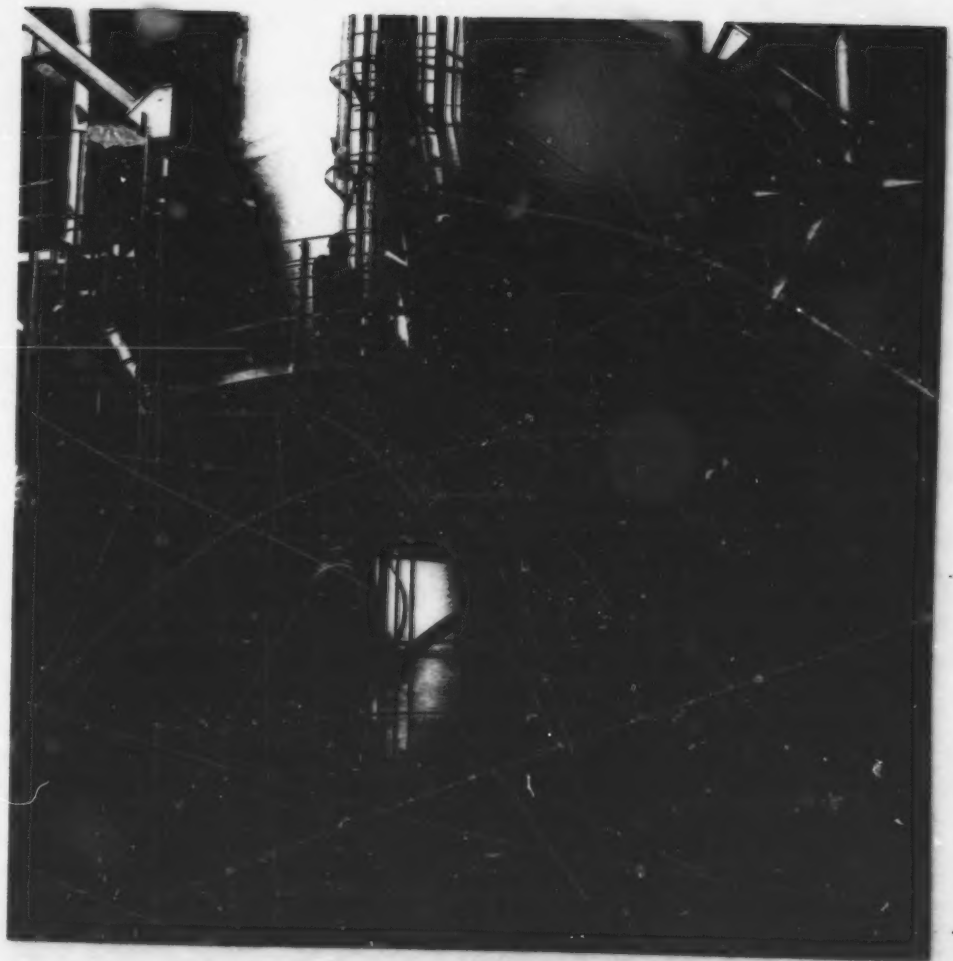
En 1985, des études techniques ont mis l'accent sur l'accroissement de l'efficacité des raffineries grâce à l'utilisation de commandes informatiques et à de nouvelles possibilités d'économie d'énergie et d'amélioration de rendement.

La mise au point de systèmes informatiques améliorés pour la gestion des

stocks et le contrôle financier, ainsi que le recours aux systèmes de gestion, permettent de rentabiliser les activités de vente et de distribution. Ces améliorations sont particulièrement avantageuses, la concurrence étant de plus en plus vive dans notre secteur d'activité, en raison de la déréglementation du marché; en effet, il sera d'une importance primordiale d'agir au moment opportun et de tenir compte de l'efficacité de l'exploitation par rapport aux coûts.

Petro-Canada sur la voie de la réussite
En 1985, Petro-Canada s'est adaptée à l'évolution de la conjoncture en faisant l'acquisition des actifs de Gulf, en continuant de mettre l'accent sur la qualité des services à la clientèle et en consentant des investissements visant à améliorer l'efficacité et la fiabilité de la raffinerie de Montréal. En outre, la Société exploite les possibilités qu'offrent la déréglementation des prix et des marchés du pétrole brut.

On poursuivra l'intégration des actifs acquis auprès de Gulf, ce qui devrait se traduire par de nouvelles économies de coûts en 1986. Par sa présence à la fois plus étendue et mieux équilibrée dans l'ensemble du pays, Petro-Canada est devenue un concurrent plus sérieux dans le secteur du raffinage et de la commercialisation.



Un nouveau craqueur catalytique augmente l'efficacité des travaux à la raffinerie de Montréal.

Revue financière

En 1985, en termes de bénéfice d'exploitation et de fonds autogénérés, la Société a connu des résultats substantiels, quoique inférieurs à ceux de 1984. La production de pétrole classique a été légèrement inférieure à celle de 1984, en raison de contraintes inhérentes au gazoduc. Cependant, la production de pétrole synthétique, de gaz naturel et de dérivés liquides du gaz naturel a atteint de nouveaux sommets. La rentabilité des activités de raffinage et de marketing a gravement souffert du fait que le marché est encore caractérisé par une surcapacité de raffinage et par une très forte concurrence.

Avec effet le 30 septembre 1985, la Société a acquis les éléments d'actif de raffinage, de marketing et de transport de Gulf Canada Limitée situés à l'ouest du Québec. Dans la comparaison des résultats de 1985 et de 1984, on doit tenir compte du fait que ceux de 1985 comprennent les résultats d'exploitation de Gulf pour le dernier trimestre de l'exercice.

Les prix mondiaux du pétrole continuent de baisser, et l'avenir présente la perspective de prix encore plus bas que prévu. En conséquence, la Société a décidé de dévaluer ses actifs, principalement ceux qui sont affectés aux travaux d'exploration dans certaines régions éloignées du Canada. Bien que ces régions renferment d'importantes réserves de pétrole et de gaz, la Société considère comme peu vraisemblable, compte tenu du milieu énergétique réel et prévisionnel, que ces réserves donnent lieu à quelque exploitation commerciale importante dans un délai économique raisonnable. Les coûts afférents à ces travaux d'exploration en régions éloignées, de même que la provision pour pertes éventuelles sur les contrats de location de navires de forage en mer, ont été imputés aux résultats et sont compris dans la somme de 865 000 000 $ inscrite à la rubrique Éléments inhabituels, dans l'État consolidé des résultats. Cette somme, déduction faite des impôts, comprend d'autres frais inhabituels dont ceux, précédemment reportés, qui ont trait aux études de faisabilité du gazoduc de l'Arctique et au développement de procédés. La note 13 afférente aux états financiers consolidés donne la liste et la description détaillée des éléments inhabituels. Puisque la Société a amorti sur des périodes variables les coûts qu'elle a encourus en régions éloignées, la radiation des valeurs comptables correspondantes entraînera une légère élévation des revenus dans les années à venir. On doit cependant remarquer que les éléments inhabituels, s'ils ont réduit le bénéfice net de la Société en 1985, n'ont pas eu d'effet sur ses fonds autogénérés.

Au cours de 1985, la Société a modifié sa méthode de comptabilisation des crédits d'impôt à l'investissement, conformément aux recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Ces crédits, qui étaient jusque là imputés à la provision pour impôts sur le revenu, ont depuis été portés en diminution des coûts des éléments d'actif correspondants. Cette modification a été appliquée rétroactivement et les états financiers de l'exercice précédent ont été retraités en conséquence.

Fonds autogénérés

Bien qu'importants, les fonds autogénérés de la Société, soit 906 000 000 $, ont marqué une baisse par rapport au chiffre record (968 000 000 $) inscrit pour l'exercice précédent. Cette baisse s'explique en partie par la diminution de l'apport découlant des activités de raffinage et de marketing ainsi que par l'augmentation des frais de financement associés à l'acquisition des éléments d'actif de Gulf.

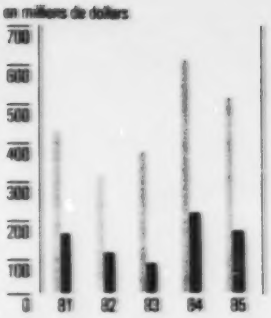
Après déduction des dividendes des actions privilégiées, les fonds disponibles pour le réinvestissement, le remboursement de la dette et le paiement des dividendes des actions ordinaires

Fonds autogénérés disponibles pour le réinvestissement, le remboursement de la dette et le paiement des dividendes des actions ordinaires

en millions de dollars

Bénéfice

en millions de dollars



Bénéfice avant impôts sur le revenu, éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées

Bénéfice avant éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées

étaient de 828 000 000 $, soit une baisse de 40 000 000 $ ou de 5 pour cent par rapport à 1984. Au titre des dividendes d'actions ordinaires, la Société a payé 50 000 000 $ au gouvernement du Canada, au cours de 1985.

La Société continue d'accorder une grande importance à ses fonds autogénérés, qu'elle considère comme le principal indice de sa santé financière et de son aptitude à survivre et à croître en dépit du climat d'incertitude qui imprègne encore aujourd'hui le milieu des affaires. Les investisseurs sont habituellement portés à se soucier d'abord du bénéfice; ce sont cependant les fonds autogénérés – soit, en termes simples, la différence entre, d'une part, le produit que la Société tire de la vente de ses ressources naturelles et de ses produits raffinés et, d'autre part, la dépense qu'elle doit faire pour obtenir ce revenu – qui permettent de financer l'exploitation et l'expansion des divers secteurs d'activité de la Société. La rentabilité se mesure plus objectivement par les fonds autogénérés que par le bénéfice. Une fois déduits des fonds autogénérés pour déterminer le bénéfice, les frais hors caisse associés à l'épuisement et à l'amortissement indiquent le coût des éléments d'actif de la Société. Si ces frais hors caisse sont élevés, c'est que la croissance de la Société s'explique par les acquisitions qu'elle a dû faire dans les dix dernières années, en pleine période de cherté, plutôt que par une croissance interne répartie sur plusieurs décennies. Puisque l'excédent du prix coûtant des sociétés acquises sur leur valeur comptable n'était pas déductible aux fins de l'impôt sur le revenu, la croissance par acquisition qui a caractérisé la Société a exercé sur son bénéfice un effet particulièrement défavorable.

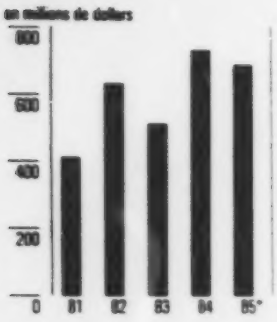
Bénéfice

Le bénéfice avant impôts sur le revenu, éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées s'est chiffré à 512 000 000 $, soit 100 000 000 $ ou 16 pour cent de moins qu'en 1984. Une provision de 341 000 000 $ a été constituée pour les impôts sur le revenu, dont une tranche de 296 000 000 $ est reportée, l'autre, soit 45 000 000 $, étant exigible. On notera que le taux d'imposition réel du bénéfice avant impôts sur le revenu est élevé – 66 pour cent – si on le compare au taux d'imposition combiné du fédéral et du provincial, qui se situe à environ 48 pour cent. Cela découle du fait que, dans le calcul de leur revenu imposable, les producteurs de pétrole et de gaz ne sont pas autorisés à déduire les paiements qu'ils font au titre des redevances, ni les taxes sur les recettes pétrolières et gazières. S'ajoute à cela, dans le cas de la Société, le fait que le taux d'imposition réel est singulièrement augmenté en raison de l'impossibilité de déduire l'excédent du prix coûtant des sociétés acquises sur leur valeur comptable, comme nous l'avons déjà mentionné. Le bénéfice avant éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées était de 174 000 000 $, soit une baisse de 58 000 000 $ ou de 25 pour cent par rapport à 1984.

En conséquence de l'imputation des éléments inhabituels, le bénéfice a chuté de 865 000 000 $. Cependant, ainsi que nous l'avons déjà indiqué, cette opération comptable, si elle a eu pour effet de réduire le bénéfice, n'a eu aucune incidence sur les fonds autogénérés de la Société, en 1985.

La Société a payé 78 000 000 $ au titre des dividendes d'actions privilégiées rachetables, comparativement à 100 000 000 $ en 1984. Cette baisse résulte des rachats d'actions effectués en 1985, et du fait que le taux de dividende était alors plus bas.

Dépenses en immobilisations, déduction faite des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier



*Exclut les éléments d'actif acquis de Gulf Canada Limitée

Dépenses en immobilisations

Si on exclut l'acquisition des éléments d'actif de Gulf, les dépenses en immobilisations, déduction faite des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, ont été de 711 000 000 $, comparativement à 751 000 000 $ en 1984.

Les dépenses en immobilisations afférentes aux gisements de pétrole classique et de gaz situés dans l'Ouest canadien se sont élevées à 237 000 000 $, y compris une somme de 21 000 000 $ affectée aux importants programmes de forage de Brazeau River et de Bellshill Lake. La quote-part des dépenses de la Société, dans l'usine d'extraction de sables pétrolifères de Syncrude et dans la production in situ de sables pétrolifères de Wolf Lake, a atteint 59 000 000 $ et 13 000 000 $, respectivement. De plus, 23 000 000 $ ont été affectés à la construction de l'usine d'extraction de dérivés liquides du gaz naturel de Taylor (Colombie-Britannique). Dans les régions éloignées du Canada, notamment sur les Grands bancs de Terre-Neuve, sur le plateau de la Nouvelle-Écosse et dans les régions de Beaufort et du Mackenzie, les dépenses ont totalisé 147 000 000 $. Les dépenses en immobilisation en aval se sont élevées à 156 000 000 $, y compris une somme de 45 000 000 $ consacrée à la construction du nouveau craqueur catalytique de la raffinerie de Montréal.

Les éléments d'actif de raffinage et de marketing de Gulf, y compris le fonds de roulement y afférent, ont été achetés au comptant contre 611 000 000 $. De plus, il a été convenu que la Société acquerrait, contre 275 000 000 $, la raffinerie de Gulf située à Edmonton. Cette transaction devrait être réglée dans le premier semestre de 1986.

Actif net

Au 31 décembre 1985, l'actif consolidé de la Société atteignait 8 846 000 000 $ et se ventilait ainsi : actif à court terme, 2 460 000 000 $; placements, 291 000 000 $; immobilisations, 6 030 000 000 $; frais reportés, 65 000 000 $.

Les déductions au titre du passif, de la participation minoritaire dans les filiales, des impôts sur le revenu reportés et des actions privilégiées émises par une filiale ont donné lieu à un actif net de 3 642 000 000 $.

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers ont été préparés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus et appropriés dans les circonstances. La direction est responsable des autres renseignements contenus dans le rapport annuel et qui correspondent, le cas échéant, à ceux contenus dans les états financiers. La direction est aussi chargée de mettre en place et de maintenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la fiabilité des renseignements financiers produits. La Société bénéficie en outre d'un service de vérification interne qui a notamment pour fonction d'évaluer le système de contrôle interne afin de s'assurer que celui-ci est approprié et qu'il fonctionne convenablement.

Le Conseil d'administration est tenu de s'assurer que la direction remplit ses obligations concernant les rapports financiers et le contrôle interne. Le Conseil assume ses responsabilités par l'entremise de son comité de vérification, composé en majorité d'administrateurs qui ne sont pas à l'emploi de la Société.

Le comité rencontre la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes pour s'assurer qu'ils s'acquittent bien de leurs responsabilités et pour examiner les états financiers.

Les vérificateurs externes effectuent un examen indépendant, conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et donnent leur avis sur les états financiers. Leur vérification comporte un examen et une évaluation du système de contrôle interne de la Société ainsi que des sondages et des procédés appropriés pour s'assurer de façon raisonnable que les états financiers présentent fidèlement la situation de l'entreprise. Les vérificateurs externes ont pleinement accès au comité de vérification du Conseil d'administration.

Rapport des vérificateurs

L'honorable Pat Carney, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Chambre des Communes
Ottawa, Canada

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada au 31 décembre 1985 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et les autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière de la Société au 31 décembre 1985 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date, selon les principes comptables généralement reconnus et, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent, après répercussion rétroactive de la modification de la méthode de comptabilisation des crédits d'impôt à l'investissement, dont il est question à la note 2 des états financiers consolidés.

Nous sommes en outre d'avis que les activités de la Société et de ses filiales en propriété exclusive consolidées dont nous avons pris connaissance au cours de notre vérification des états financiers consolidés de Petro-Canada étaient, sous tous les aspects importants, conformes à la Loi sur l'administration financière et aux règlements adoptés aux termes de celle-ci, à la charte et aux règlements de la Société et de ses filiales en propriété exclusive consolidées et à toutes les directives données à la Société.

Peat, Marwick, Mitchell & Cie
Comptables agréés

Arthur Andersen & Cie
Comptables agréés

Calgary (Alberta)
Le 20 février 1986

Petro-Canada

Bilan consolidé

Au 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

Actif	1985	1984 (retraité)
Actif à court terme		
Encaisse et dépôts à court terme	– $	32 819 $
Comptes clients	1 307 339	836 854
Stocks (note 4)	1 109 451	845 715
Impôts sur le revenu récupérables	10 413	23 036
Dépôts et frais payés d'avance	33 157	21 394
	2 460 360	1 759 818
Placements (note 5)	290 843	594 234
Immobilisations, net (note 6)	6 030 165	6 513 940
Charges reportées (note 7)	64 724	98 172
	8 846 092 $	8 966 164 $

Approuvé au nom du Conseil

administrateur

administrateur

Passif et avoir de l'actionnaire

	1985	1984 (retraité)
Passif à court terme		
Chèques en circulation, moins l'encaisse	22 344 $	– $
Effets à court terme à payer	531 539	–
Comptes fournisseurs et charges à payer	1 489 160	807 913
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	20 430	47 102
	2 063 473	855 015
Passif à long terme	197 516	–
Dette à long terme (note 8)	269 131	109 947
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	145 488	173 436
Participation minoritaire dans des filiales	–	419 813
Impôts sur le revenu reportés	1 303 901	1 617 372
Actions privilégiées rachetables (note 9)	1 224 217	1 312 080
Capital (note 10)	4 161 072	4 161 072
Surplus d'apport	–	62 461
Bénéfices non répartis (déficit)	(518 706)	254 968
	3 642 366	4 478 501
	8 846 092 $	8 966 164 $

Petro-Canada

État consolidé des résultats

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

	1985	1984 (retraité)
Produits		
Exploitation	5 300 097 $	4 881 293 $
Produits des investissements et produits divers	80 834	107 470
	5 380 931	4 988 763
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 901 164	2 780 170
Production et raffinage	552 746	475 331
Frais généraux et frais de marketing et d'administration	552 548	403 170
Taxes autres que les impôts sur le revenu (note 11)	427 576	343 784
Amortissement et épuisement	410 190	362 994
Intérêt sur la dette à long terme	24 264	11 324
	4 868 488	4 376 773
Bénéfice avant les postes ci-dessous	512 443	611 990
Provision pour impôts sur le revenu (note 12)		
Reportés	295 776	309 418
Exigibles	44 887	75 501
	340 663	384 919
	171 780	227 071
Participation minoritaire	2 100	4 961
Bénéfice avant éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées rachetables	173 880	232 032
Éléments inhabituels (note 13)	864 901	–
Bénéfice net (perte) de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	(691 021)	232 032
Dividendes des actions privilégiées rachetables (note 9)	78 314	(100 083)
Bénéfice net (perte) de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables	(769 335) $	131 949 $

Petro-Canada

État consolidé des bénéfices non répartis

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

	1985	1984
Bénéfices non répartis au début de l'exercice, tels que déclarés précédemment	**353 046 $**	212 027 $
Application rétroactive de la modification de convention comptable à l'égard des crédits d'impôt à l'investissement (note 2)	**(98 078)**	(78 578)
Bénéfices non répartis au début de l'exercice, tels que retraités	**254 968**	133 449
Bénéfice net (perte) de l'exercice avant dividendes des actions privilégiées rachetables	**(691 021)**	232 032
Dividendes – actions privilégiées rachetables	**(78 314)**	(100 083)
– actions ordinaires	**(50 000)**	–
Redressement de change sur le rachat des actions privilégiées rachetables	**(16 800)**	(10 430)
Virement du surplus d'apport	**62 461**	–
Bénéfices non répartis (déficit) à la fin de l'exercice	**(518 706) $**	254 968 $

Petro-Canada

État consolidé de l'évolution de la situation financière

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

	1985	1984 (retraité)
Fonds autogénérés		
Fonds de roulement provenant de l'exploitation (note 14)	**870 238 $**	896 136 $
Produit de la vente d'immobilisations	**63 979**	51 454
Avances sur les livraisons futures de gaz naturel	**(27 948)**	20 266
Fonds autogénérés	**906 269**	967 856
Activités de placement		
Acquisition des éléments d'actif de Gulf Canada Limitée (note 3)	**713 947**	–
Dépenses affectées aux immobilisations	**1 059 192**	1 130 965
Subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier	**(348 526)**	(380 304)
Augmentation (diminution) des placements, net	**(329 772)**	282 103
(Augmentation) diminution de la participation minoritaire dans des filiales	**295 755**	(1 859)
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation (note 15)	**(15 628)**	135 480
Augmentation des charges reportées	**3 892**	14 014
	1 378 860	1 180 399
Activités de financement et dividendes		
Produit de l'émission d'effets à payer à court terme, net	**531 539**	–
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	**165 275**	–
Rachat d'actions privilégiées rachetables	**(104 663)**	(92 435)
Dividendes – actions privilégiées rachetables	**(78 314)**	(100 083)
– actions ordinaires	**(50 000)**	–
Réduction de la dette à long terme	**(46 409)**	(42 704)
Émission d'actions ordinaires	**–**	425 000
	417 428	189 778
Diminution de l'encaisse	**55 163**	22 765
Encaisse et dépôts à court terme, au début de l'exercice	**32 819**	55 584
Encaisse et dépôts à court terme (insuffisance), à la fin de l'exercice	**(22 344) $**	32 819 $

Notes des états financiers consolidés

31 décembre 1985

(les montants dans les tableaux sont indiqués en milliers de dollars)

1. Résumé des principales pratiques comptables

a) Principes de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada, un agent de sa Majesté du chef du Canada, et de toutes ses filiales (la "Société") à l'exception de ceux de Canertech Inc., dont l'exclusion est expliquée à la note 5.

L'excédent de la contrepartie versée pour les actions des filiales sur leur valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition a été réparti à l'actif connexe acquis et est amorti sur la durée utile de cet actif.

b) Stocks

Les stocks sont évalués au prix coûtant ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux.

c) Placements

La Société comptabilise ses placements dans les sociétés sur lesquelles elle exerce une influence prépondérante selon la valeur de consolidation et les autres placements à long terme, selon la valeur d'acquisition.

d) Immobilisations

La Société a adopté, pour ses propriétés pétrolifères et gazéifères, la méthode de capitalisation du coût entier selon laquelle tous les frais se rapportant à l'exploration et à l'exploitation des réserves pétrolifères et gazéifères sont capitalisés. Ces frais incluent les frais d'acquisition des concessions, les dépenses se rapportant aux travaux de géologie et de géophysique, les frais de location des terrains inexploités, les frais de forage tant des puits productifs que des puits improductifs et les frais généraux ayant trait à l'exploration. La Société applique un "critère de plafonnement" aux frais capitalisés de chaque centre de frais en opération afin d'assurer que ces frais ne dépassent pas les produits nets estimatifs devant être tirés de la production obtenue des réserves prouvées et ce, en termes de prix de vente et de frais d'exploitation en vigueur à la date du bilan, plus la juste valeur marchande estimative des gisements non évalués.

On a établi des centres de frais séparés pour les régions du Canada autres que les régions éloignées, pour le Projet Syncrude, la production in situ de sables pétrolifères, les autres concessions de sables pétrolifères et pour chacune des régions éloignées du Canada ainsi que pour chacune des régions étrangères où la Société détient un intérêt.

Les frais d'intérêt de la dette attribuable à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés au cours de la période de construction.

La plupart des activités d'exploration et de production de la Société relativement au pétrole et au gaz sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de l'intérêt proportionnel de la Société dans ces activités.

e) Amortissement et épuisement

Les frais engagés dans les centres de frais des régions autres que les régions éloignées du Canada, dans le Projet Syncrude, dans la production in situ de sables pétrolifères et dans les centres de frais des régions étrangères productives sont amortis ou épuisés séparément selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement basé sur les estimations des réserves prouvées de pétrole et de gaz récupérable. Pour fins de calcul de l'amortissement et de l'épuisement, la production de gaz naturel et les réserves sont converties en unités équivalentes de pétrole brut basées sur le contenu énergétique relatif de chaque produit. Les frais annuels engagés dans les autres centres de frais sont amortis selon la méthode linéaire durant toute la période au cours de laquelle on prévoit poursuivre les travaux d'exploration de ces régions. Quand l'exploration s'avère fructueuse, c'est-à-dire quand des réserves de qualité commerciale sont mises au jour, on interrompt l'amortissement et on calcule l'épuisement du solde non amorti du centre de frais selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement une fois que la production a débuté. Lorsque les résultats de l'exploration sont négatifs, et que le centre de frais est condamné ou abandonné, le solde non amorti de ce centre est alors imputé aux résultats.

L'amortissement des autres immobilisations se fait selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou selon la méthode de l'amortissement linéaire, comme il convient. Les taux de l'amortissement linéaire sont calculés en fonction de la durée de vie utile estimative de l'élément d'actif correspondant.

f) Charges reportées

Les frais relatifs à l'enlèvement du mort-terrain des sables pétrolifères qui feront l'objet d'exploitation dans les années à venir sont reportés et seront imputés aux résultats lorsque lesdits sables pétrolifères seront exploités.

g) Programme canadien d'indemnisation pétrolière

L'indemnisation versée en vertu du Programme canadien d'indemnisation pétrolière pour les importations de pétrole est inscrite comme réduction des achats de pétrole brut et de produits. L'indemnisation qui est versée à la Société pour le brut synthétique est incluse dans les produits d'exploitation.

h) Impôts sur le revenu
La Société fait toutes les provisions nécessaires pour les impôts sur le revenu reportés du fait qu'elle réclame aux fins d'impôt un amortissement, des frais d'exploration et de mise en valeur et d'autres frais qui diffèrent des montants imputés aux résultats dans les états financiers.

i) Conversion des devises étrangères
L'actif à court terme, sauf les stocks et les frais payés d'avance, le passif à court terme et la dette à long terme sont convertis aux taux de change en vigueur à la date du bilan. L'actif à long terme, les stocks, les frais payés d'avance, les impôts sur le revenu reportés et les actions privilégiées rachetables sont convertis aux taux en vigueur à la date de chacune des opérations en cause. Les postes de produits et de charges sont convertis aux taux moyens en vigueur durant l'exercice, à l'exception de l'amortissement corporel et incorporel et de l'épuisement, qui reflètent les taux en vigueur lorsque l'actif a été acquis.

Les gains et les pertes de change qui en résultent sont portés aux résultats, à l'exception des gains et pertes de change non réalisés afférents à la conversion de la dette à long terme, lesquels sont reportés et amortis sur le terme restant de la dette.

Les exploitations étrangères sont considérées comme étant intégrées aux autres activités de la Société et sont donc converties de la façon mentionnée plus haut.

j) Régimes de retraite
Les frais des prestations de retraite pour les services courants des employés sont capitalisés et imputés aux résultats à mesure qu'ils s'accumulent. Les frais découlant de modifications apportées aux régimes en ce qui a trait aux services des employés au cours d'exercices antérieurs ainsi que les insuffisances sont capitalisés conformément aux lois pertinentes régissant les régimes de retraite et sont imputés aux résultats sur des périodes ne dépassant pas quinze ans.

2. Modification de convention comptable

Au cours de 1985, la Société a modifié sa méthode de comptabilisation des crédits d'impôt à l'investissement, conformément aux recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Les crédits d'impôt à l'investissement, qui antérieurement étaient comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice, sont désormais inscrits selon la méthode de réduction des coûts. Cette modification a été appliquée rétroactivement et les états financiers de l'exercice précédent ont été retraités en conséquence.

L'effet de ce changement sur les résultats de 1985 a été d'entrainer une augmentation de la perte nette de l'exercice après dividendes des actions privilégiées rachetables d'environ 13 483 000 $.

3. Acquisitions

a) Éléments d'actif de raffinage et marketing de Gulf Canada Limitée ("Gulf")
Avec effet le 30 septembre 1985, la Société s'est portée acquéreur de certains éléments d'actif de raffinage et de marketing de Gulf en contrepartie d'un versement initial en espèces de 611 000 000 $. Des coûts supplémentaires de l'ordre de 102 947 000 $, relativement à cette acquisition, ont été comptabilisés.

L'actif net acquis, à la valeur attribuée, se compose de :

Immobilisations	406 850 $
Placements	14 487
Fonds de roulement net	292 610
	713 947 $

En outre, la Société a convenu d'acheter les éléments d'actif de la raffinerie d'Edmonton pour un montant global en espèces de 275 000 000 $ d'ici le 27 février 1987 ou trente jours après la dissolution de la société en nom collectif qui détient présentement les droits de propriété sur ces éléments d'actif, selon la plus rapprochée de ces dates.

b) Produits Petro-Canada Inc. ("Produits")
Aux termes d'un appel d'offres daté du 28 février 1983, la Société s'est engagée à acquérir toutes les actions avec et sans droit de vote de Produits (anciennement Raffinage et Marketing BP Canada Limitée). Au cours de 1985, la Société a parachevé son acquisition de Produits en achetant le reste des actions sans droit de vote en contrepartie de 301 953 000 $, y compris les frais connexes. Le coût d'achat total des actions de Produits a été de 424 704 000 $.

Les fonds destinés à l'achat d'actions en 1985 provenaient des fonds réservés à des fins d'appel d'offres et d'une émission de titres d'emprunt à long terme.

4. Stocks

Les stocks se composent de :

	1985	1984
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	1 043 335 $	768 774 $
Matériaux et fournitures	66 116	76 941
	1 109 451 $	845 715 $

5. Placements

Les placements de la Société se présentent ainsi :

	1985	1984
À la valeur de consolidation		
Westcoast Transmission Company Limited	181 290 $	176 984 $
Centre Petro-Canada	24 091	222 505
Sedpex Inc.	22 602	15 334
Autres	11 839	4 418
À la valeur d'acquisition		
Hypothèques et autres placements	51 012	43 114
Fonds réservés à des fins d'appel d'offres	–	131 879
Canertech Inc.	–	–
	290 843 $	594 234 $

Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast")
Au 31 décembre 1985, la Société détenait 31,1 p. cent du total des actions ordinaires en circulation de Westcoast.

Le coût du placement dans Westcoast était supérieur à la valeur comptable nette sous-jacente aux dates d'acquisition. Cet excédent est amorti sur les vies utiles estimatives des éléments d'actif s'y rapportant par une imputation à la part de la Société dans le bénéfice net de Westcoast.

Westcoast est une entreprise de services publics réglementée et est assujettie à des directives de réglementation qui peuvent changer les composantes des frais du service. Les changements résultant de ces directives n'ont pas d'effet direct sur le bénéfice net en raison des considérations du taux de rendement sur la base des tarifs qui entrent aussi en ligne de compte dans le processus de réglementation.

Au 31 décembre 1985, la valeur à la cote du placement de la Société dans Westcoast était de 227 517 000 $ (190 924 000 $ en 1984).

Centre Petro-Canada
Au 31 décembre 1985, la Société détenait une participation de 50 p. cent dans une co-entreprise qui est propriétaire du Centre Petro-Canada, un complexe de bureaux de Calgary. La Société a conclu un contrat de location à long terme en vue d'occuper une partie du complexe (note 20) et a garanti une tranche de 286 000 000 $ de la dette à long terme afférente à ce complexe.

Sedpex Inc.
La Société détenait, au 31 décembre 1985, la moitié de toutes les actions ordinaires en circulation de Sedpex Inc., une société qui est propriétaire d'un navire de forage semi-submersible. Ce navire est actuellement loué à la Société (note 20).

Canertech Inc. ("Canertech")
Les comptes de Canertech, une filiale en propriété exclusive, ont été exclus de la consolidation car on a l'intention ferme de se défaire du placement dans cette filiale. La Société avait constitué Canertech en 1981 afin de mettre en valeur des sources d'énergie de remplacement, à la demande expresse du gouvernement canadien. Celui-ci avait alors fait connaître son intention d'acheter le placement de la Société au prix coûtant et de transformer Canertech en société d'État autonome. Au cours de 1984, le gouvernement a ordonné à la Société de procéder à la dissolution de Canertech. La Société procède présentement à la mise en vigueur de cette directive. Le placement de la Société dans Canertech est inscrit aux livres au coût initial de 1 $.

6. Immobilisations

Les immobilisations comprennent :

	1985			1984
	*Coût**	*Amortissement et épuisement cumulés*	*Net*	*Net*
Pétrole et gaz				
Au Canada				
– Régions non éloignées	3 911 728 $	821 373 $	3 090 355 $	3 068 344 $
– Régions éloignées	1 011 122	795 268	215 854	915 270
À l'étranger	163 394	106 786	56 608	81 133
Raffinage et marketing	2 016 063	279 178	1 736 885	1 375 598
Sables pétrolifères				
Projet Syncrude	618 542	92 698	525 844	486 361
Produits in situ	85 431	5 016	80 415	–
Autres concessions de sables pétrolifères	197 541	197 541	–	207 457
Liquides extraits du gaz naturel	202 865	39 674	143 191	128 885
Autres immobilisations	342 621	161 608	181 013	250 892
	8 549 307 $	2 519 142 $	6 030 165 $	6 513 940 $

* Le coût est indiqué déduction faite des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier et des crédits d'impôt à l'investissement.

7. Charges reportées

Les charges reportées comportent :

	1985	1984
Au prix coûtant		
Frais d'enlèvement du mort-terrain des sables pétrolifères	44 395 $	41 511 $
Moins portion afférente aux sables pétrolifères qui seront exploités dans l'année	14 032	10 730
	30 363	30 781
Projet Gaz polaire	1 534	17 617
Au prix amorti		
Redressement de conversion de la dette à long terme	19 884	9 085
Programme de redésignation du réseau de marketing	–	28 588
Autres	12 943	12 101
	64 724 $	98 172 $

8. Dette à long terme

La dette à long terme comporte :

	Échéance	1985	1984
En dollars canadiens			
Billets non garantis 8,25%	1993	**14 375 $**	14 375 $
Billets non garantis 5,75%	1986	**6 961**	6 961
Billets à ordre, portant intérêt au taux préférentiel		**–**	13 192
Emprunts non garantis portant intérêt du taux préférentiel au taux préférentiel majoré de ½%		**–**	9 500
Autres emprunts et obligations à long terme	1986 – 1988	**1 523**	1 923
En dollars américains			
Billets non garantis, au taux LIBOR diminué de 0,8% (125 000 000 $ US)	1995	**174 688**	–
Billets non garantis 9% (41 250 000 $ US)	1996	**57 646**	59 466
Billets non garantis 7,75% (14 000 000 $ US)	1993	**19 565**	21 142
Billets non garantis 8,45% (10 000 000 $ US)	1987	**13 975**	19 821
Hypothèques 5,75% à 6,25% (592 000 $ US)	1988	**828**	2 080
Billets non garantis 5,25%		**–**	8 589
		289 561	157 049
Moins la portion exigible		**20 430**	47 102
		269 131 $	109 947 $

Remboursement de la dette à long terme

Le remboursement minimal de la dette à long terme dans chacun des cinq exercices à venir est le suivant :

1986 – 20 430 000 $
1987 – 13 894 000 $
1988 – 7 700 000 $
1989 – 7 698 000 $
1990 – 7 695 000 $

9. Actions privilégiées rachetables

Les actions privilégiées rachetables, émises par une filiale à un groupe de banques à charte canadiennes, sont des actions privilégiées rachetables, sans droit de vote, à dividende cumulatif à taux variable. Les dividendes cumulatifs, payables trimestriellement, sont basés, selon le choix de la filiale, sur les taux de base des États-Unis ou sur les taux interbancaires de Londres. Le taux de dividende était d'environ 4,6 p. cent par an le 31 décembre 1985. Les actions sont rachetables, au gré de la filiale, à 100 $ US l'action, plus les dividendes accumulés. En 1985, la filiale a exercé son droit de racheter 750 000 actions (700 000 actions en 1984) en contrepartie de 75 000 000 $ US (70 000 000 $ US en 1984) et, au 31 décembre 1985, 10 450 000 actions étaient toujours en circulation.

En vertu des conditions d'une entente entre les banques et la Société, si la filiale n'exerce pas son droit de rachat des actions sur une période de huit ans échéant le 31 décembre 1993, ou si certains événements ont lieu en vertu des dispositions de l'entente, les banques ont le droit d'exiger que la Société achète les actions à 100 $ US chacune, plus les dividendes accumulés. Ces droits de rachat passent de 85 000 000 $ US à 170 000 000 $ US par année sur le reste de la période.

10. Capital

Autorisé

Globalement, le capital autorisé est le suivant :
a) 71 188 actions ordinaires d'une valeur nominale de 100 000 $ chacune.
b) Actions privilégiées émises au gouvernement du Canada; ces actions et tous les emprunts obtenus, et en cours, en provenance du Fonds du revenu consolidé du gouvernement du Canada ne doivent pas dépasser 1 000 000 000 $.

Émis (au gouvernement du Canada)

	1985		1984	
	Nombre d'actions	*Contrepartie*	*Nombre d'actions*	*Contrepartie*
Actions ordinaires				
Solde au début de l'exercice	**31 883 $**	**3 188 300 $**	27 633 $	2 763 300 $
Au comptant	–	–	4 250	425 000
Solde à la fin de l'exercice	**31 883**	**3 188 300**	31 883	3 188 300
Actions privilégiées				
Solde au début et à la fin de l'exercice	**972 771 853**	**972 772**	972 771 853	972 772
Total du capital à la fin de l'exercice		**4 161 072 $**		4 161 072 $

Les actions privilégiées ont une valeur nominale de 1 $ chacune et sont rachetables au pair au gré de la Société; elles ne comportent aucun taux de dividende déclaré et le dividende n'est pas cumulatif.

11. Taxes autres que les impôts sur le revenu

Les taxes autres que les impôts sur le revenu sont les suivantes :

	1985	1984
Taxe de vente fédérale	**249 341 $**	184 508 $
Taxe sur les recettes gazières et pétrolières	**123 448**	118 536
Autres taxes	**54 787**	40 740
	427 576 $	343 784 $

12. Impôts sur le revenu

La provision pour impôts sur le revenu de 340 663 000 $ (1984 – 384 919 000 $) représente un taux réel de 66,5 p. cent (1984 – 62,9 p. cent) sur le bénéfice avant impôts de 512 443 000 $ (1984 – 611 990 000 $). Le calcul de la provision, qui requiert un rajustement du bénéfice avant impôts sur le revenu pour tenir compte des postes non imposables et non déductibles aux fins fiscales, se présente comme suit :

	1985	1984
Bénéfice avant impôts sur le revenu	512 443 $	611 990 $
Ajouter (déduire)		
Redevances et autres paiements à des gouvernements provinciaux	307 096	327 560
Abattements fédéraux		
Abattement pour ressources	(259 999)	(245 909)
Épuisement fiscal	(21 046)	(29 268)
Abattement pour stocks	(29 556)	(10 498)
Taxes sur les recettes pétrolières et gazières	123 448	118 536
Amortissement et épuisement non déductibles	95 442	98 661
Participation au bénéfice de sociétés affiliées	(22 383)	(17 874)
Gain de change	(2 781)	(4 846)
Autres	5 805	291
Bénéfice rajusté avant impôts sur le revenu	708 469 $	848 643 $
Impôt fédéral canadien sur le revenu à 46,9 % (1984 – 46 %) appliqué au bénéfice rajusté	332 272 $	390 375 $
Impôts provinciaux, et autres impôts sur le revenu, déduction faite de l'abattement fédéral	16 215	3 624
Programme de dégrèvements provinciaux d'impôt sur le revenu	(7 824)	(9 080)
Provision pour impôts sur le revenu	340 663 $	384 919 $

13. Éléments inhabituels

Les éléments inhabituels imputés aux résultats de 1985 sont les suivants :

Propriétés pétrolifères et gazéifères situées dans des régions éloignées du Canada	547 614 $
Frais de développement de procédés	108 168
Gisements de sables pétrolifères	90 153
Redressement des stocks	45 354
Déménagement et réorganisation	20 231
Propriétés pétrolifères et gazéifères situées dans des régions étrangères	16 715
Gisements de charbon et de minéraux	14 806
Redésignation du réseau de marketing	13 096
Projet Gaz polaire	8 764
	864 901 $

Propriétés pétrolifères et gazéifères situées dans des régions éloignées du Canada
Par suite de la chute des prix mondiaux du pétrole et des changements survenus dans le milieu énergétique réel et prévisionnel, la Société a décidé de radier la valeur comptable de certaines propriétés pétrolifères et gazéifères situées dans des régions éloignées du Canada. Par conséquent, les coûts non amortis de ces propriétés ainsi que les provisions qui avaient été constituées en prévision de pertes éventuelles sur les contrats de location de navires de forage en mer et de l'équipement nécessaire, se sont chiffrés à 547 614 000 $ et ils ont été imputés aux résultats (après en avoir déduit les impôts sur le revenu y afférents de 443 081 000 $ et la participation minoritaire de 121 958 000$).

Frais de développement de procédés
La construction d'une usine visant à mettre en application un nouveau procédé d'amélioration du fuel résiduel lourd a été achevée en 1985. La construction de cette usine avait été entreprise conformément à une directive du gouvernement du Canada. En raison des conditions économiques nouvelles, la Société a décidé d'imputer aux résultats les coûts du projet qui s'élevaient à 108 168 000 $ (après en avoir déduit 37 080 000 $ pour les impôts sur le revenu y afférents).

Gisements de sables pétrolifères
En raison de la chute des prix mondiaux du pétrole et compte tenu des incertitudes qui entourent le moment propice à l'exploitation de nouveaux gisements de sables pétrolifères, la Société a décidé de radier la valeur comptable de ses gisements de sables pétrolifères, sauf les projets de production in situ et le Projet Syncrude. En conséquence, le coût non amorti de ces gisements, soit 90 153 000 $, a été imputé aux résultats (après déduction de 49 212 000 $ au titre des impôts sur le revenu y afférents).

Redressement des stocks
Aux termes de l'Accord sur l'énergie dans l'Ouest, la Société n'est plus tenue de vendre sa production albertaine de pétrole brut à la Alberta Petroleum Marketing Commission et donc, depuis le 1er juin 1985, elle fournit du pétrole brut directement à ses raffineries. Ce changement reporte le point de vente, ainsi que la comptabilisation du profit qui en résulte, de la tête de puits à l'endroit où s'effectue l'achat du produit raffiné par le client. Au 31 décembre 1985, les stocks avaient été réduits d'environ 45 354 000 $, lequel montant a été imputé aux résultats (après déduction de 30 680 000 $ pour les impôts sur le revenu y afférents).

Déménagement et réorganisation
La Société annonçait en 1985 son intention de déménager de l'est du Canada à Calgary certaines de ses activités ayant trait au raffinage et au marketing. Elle a de plus mis en oeuvre un programme de réorganisation de ses services internes, qui entrainera une réduction de son effectif. Les frais relatifs à ce déménagement et à cette réorganisation, qui sont évalués à 20 231 000 $ (après déduction de 18 869 000 $ au titre de l'impôt sur le revenu y afférent), ont été imputés aux résultats.

Propriétés pétrolifères et gazéifères situées dans des régions étrangères
La Société a radié la valeur comptable de son centre de frais en Chine, du fait que les travaux d'exploration y ont été infructueux. Conséquemment, elle a imputé 16 715 000 $ aux résultats (après en avoir soustrait 15 043 000 $ pour les impôts sur le revenu y afférents).

Gisements de charbon et de minéraux
En raison de la chute des prix mondiaux du pétrole et compte tenu des incertitudes qui entourent le moment propice à l'exploitation des gisements de charbon et de minéraux, la Société a décidé de radier la valeur comptable de ces propriétés. Le solde du coût de ces gisements, qui se chiffrait à 14 806 000 $, a été imputé aux résultats (après avoir déduit 13 296 000 $ pour les impôts sur le revenu y afférents).

Redésignation du réseau de marketing
La Société a estimé qu'elle avait tiré à peu près tous les avantages économiques des frais relatifs au programme de redésignation du réseau de marketing. Il s'agit de frais qu'elle avait engagés au cours d'exercices antérieurs, qu'elle avait reportés et amortis sur la période au cours de laquelle ces avantages étaient censés se réaliser. Par conséquent, le solde non amorti de ces frais, qui se chiffre à 13 096 000 $ (après en avoir déduit 12 045 000 $ au titre des impôts sur le revenu y afférents), a été imputé aux résultats.

Projet Gaz polaire
Le projet Gaz polaire a récemment soumis à l'Office National de l'Énergie une demande l'autorisant à construire un gazoduc s'étendant du delta du MacKenzie à Edson en Alberta, et a mis de côté son projet pour la construction d'un gazoduc reliant les Îles de l'Arctique à l'est du Canada. Les coûts qui avaient été engagés au cours d'exercices antérieurs pour des études de faisabilité du projet abandonné – et qui avaient été reportés – se sont élevés à 8 764 000 (après en avoir défalqué 8 171 000 $ au titre des impôts sur le revenu y afférents) et ont été imputés aux résultats.

14. Fonds de roulement provenant de l'exploitation

Le fonds de roulement provenant de l'exploitation se présente comme suit :

	1985	1984
Bénéfice avant éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées rachetables	**173 880 $**	232 032 $
Ajouter (déduire) :		
Amortissement et épuisement	**410 190**	362 994
Impôts sur le revenu reportés	**295 776**	309 418
Bénéfice de participation, moins les dividendes reçus	**(6 594)**	(2 640)
Divers	**(3 014)**	(5 668)
	870 238 $	896 136 $

15. Variation des composantes du fonds de roulement d'exploitation

L'augmentation (la diminution) du fonds de roulement d'exploitation résulte des variations suivantes au cours de l'exercice :

	1985	1984
Comptes clients	**470 485 $**	17 662 $
Stocks	**263 736**	134 709
Impôts sur le revenu recouvrables	**(12 623)**	(4 229)
Dépôts et frais payés d'avance	**11 763**	2 720
Comptes fournisseurs et charges à payer	**(681 247)**	(15 382)
Fonds de roulement d'exploitation obtenu à l'acquisition de Gulf Canada Limitée (note 3)	**(292 610)**	–
Charges à payer relativement aux éléments inhabituels (note 13), et autres charges échéant à moins d'un an	**224 868**	–
	(15 628)$	135 480 $

Le fonds de roulement d'exploitation se compose du fonds de roulement autre que l'encaisse et les dépôts à court terme, les effets à payer à court terme et la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

16. Régimes de retraite

Selon les plus récentes évaluations actuarielles des régimes de retraite de la Société, les obligations non capitalisées au titre des services passés sont d'environ 67 000 000 $ au 31 décembre 1985. Toutes les prestations accumulées, y compris celles acquises, au 31 décembre 1985 sont entièrement capitalisées.

17. Opérations d'importance avec des parties apparentées

La Société a des opérations avec le gouvernement du Canada et avec des institutions gouvernementales; ces opérations ont lieu dans le cours normal des affaires et, en conséquence, aux mêmes conditions qu'avec des parties non apparentées.

18. Information sectorielle

La Société exerce son activité pincipalement dans les secteurs suivants :

Secteur commercial	*Activités*
Ressources naturelles	Exploration, mise en valeur et mise en production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de terrain, de soufre, de sables pétrolifères; extraction de liquides du gaz naturel; transport, distribution et marketing de liquides extraits du gaz naturel.
Produits du pétrole raffiné	Achat et vente de pétrole brut; raffinage de pétrole brut en produits du pétrole; distribution et marketing de ceux-ci et de produits du pétrole raffiné achetés.

Les résultats financiers des activités par secteur commercial sont les suivants :

	Ressources naturelles		*Produits du pétrole raffiné*		*Éliminations*		*Total consolidé*	
	1985	1984	**1985**	1984	**1985**	1984	**1985**	1984
Ventes aux clients	**971 526 $**	1 450 252 $	**4 328 571 $**	3 431 041 $	**– $**	– $	**5 300 097 $**	4 881 293 $
Transferts intersectoriels	**660 507**	88 572	**–**	–	**(660 507)**	(88 572)	**–**	–
Total des produits d'exploitation	**1 632 033**	1 538 824	**4 328 571**	3 431 041	**(660 507)**	(88 572)	**5 300 097**	4 881 293
Coûts incorporables et frais d'exploitation	**533 559**	534 472	**3 580 858**	2 809 601	**(660 507)**	(88 572)	**3 453 910**	3 255 501
Amortissement et épuisement	**282 979**	250 727	**97 327**	84 833	**–**	–	**380 306**	335 560
Taxes autres que les impôts sur le revenu	**147 795**	121 688	**279 781**	222 096	**–**	–	**427 576**	343 784
	964 333	906 887	**3 957 966**	3 116 530	**(660 507)**	(88 572)	**4 261 792**	3 934 845
Bénéfice d'exploitation	**667 700 $**	631 937 $	**370 605 $**	314 511 $			**1 038 305**	946 448
Frais généraux et frais de marketing et d'administration							**(552 548)**	(403 170)
Provision pour impôts sur le revenu							**(340 663)**	(384 919)
Produits des investissements et produits divers							**80 834**	107 470
Autres amortissements							**(29 884)**	(27 434)
Intérêt sur la dette à long terme							**(24 264)**	(11 324)
Participation minoritaire							**2 100**	4 961
							(864 425)	(714 416)
Bénéfice avant éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées rachetables							**173 880 $**	232 032 $

Les transferts intersectoriels sont comptabilisés à la valeur marchande.

Les revenus tirés du secteur des ressources naturelles sont :

	1985	1984
Pétrole brut et liquides de terrain	**990 178 $**	867 366 $
Liquides extraits du gaz naturel	**301 532**	325 058
Gaz naturel	**291 962**	284 522
Autres	**48 361**	61 878
	1 632 033 $	1 538 824 $

Les revenus tirés du secteur des produits du pétrole raffiné sont :

	1985	1984
Essence	**2 231 710**	1 813 981
Distillats	**1 349 573**	1 025 140
Autres	**747 288**	591 920
	4 328 571 $	3 431 041 $

Note 18. (suite)

Les éléments d'actif sectoriels au 31 décembre, et le montant des dépenses en immobilisations de l'exercice, par secteur commercial, se présentent comme suit :

	Éléments d'actif sectoriels		*Dépenses en immobilisations**	
	1985	1984	**1985**	1984
Ressources naturelles	**4 509 488 $**	5 444 759 $	**869 341 $**	954 217 $
Produits du pétrole raffiné	**3 808 278**	2 634 699	**168 127**	136 400
Autres	**528 326**	886 706	**(172 277)**	204 586
	8 846 092 $	8 966 164 $	**865 191 $**	1 295 203 $

Les autres éléments d'actif sectoriels comprennent l'encaisse et les dépôts à court terme, les placements dans d'autres sociétés et l'actif général de la Société.

* Les dépenses en immobilisations sont présentées avant déduction des subventions au titre du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

19. Chiffres correspondants

Certains chiffres correspondants de 1984 ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice courant.

20. Engagements et passif éventuel

a) Engagements

La Société a loué un certain nombre de navires de forage en mer avec tout l'équipement nécessaire en vertu de divers contrats dont le dernier vient à échéance en 1988. Les loyers des navires de forage, lorsque ceux-ci sont utilisés par la Société, sont partagés avec les participants aux co-entreprises. Les navires peuvent être sous-loués lorsqu'ils ne sont pas utilisés par la Société.

La location brute des navires de forage en mer, moins les charges à payer à l'égard des éléments inhabituels (note 13), ainsi que les loyers annuels minimaux afférents au Centre Petro-Canada (note 5) et à d'autres contrats de location-exploitation non résiliables sont estimés à 95 000 000 $ en 1986, à 63 000 000 $ en 1987, à 45 000 000 $ en 1988, à 44 000 000 $ en 1989, à 41 000 000 $ en 1990 et à 15 000 000 $ par année par la suite jusqu'en 2008.

b) Passif éventuel

La Société est partie dans des litiges et réclamations découlant du cours normal des affaires. La direction est d'avis que les règlements éventuels n'auront pas d'effet significatif sur la situation financière de la Société.

Renseignements supplémentaires sur la présentation des effets des variations de prix

(non vérifié)

31 décembre 1985

Mode de présentation

Les états financiers de Petro-Canada présentent l'information financière selon les coûts d'origine, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Quoique le taux d'inflation ait diminué considérablement au cours des récentes années, l'économie a antérieurement été touchée par des hausses importantes du taux d'inflation et plusieurs des effets engendrés par ces augmentations ne sont pas reflétés dans les états financiers traditionnels. Les frais supplémentaires nécessaires au remplacement des stocks et des immobilisations en main et la détention d'éléments d'actif ou de passif monétaires nets ne sont pas pris en compte dans les états financiers au coût d'origine. L'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a publié des recommandations sur la préparation de l'information présentant les effets des variations de prix. L'ICCA offre ces recommandations à titre expérimental. Le but en est de déterminer si ces renseignements sont utiles aux utilisateurs des états financiers dans leur évaluation d'une entreprise. L'information qui suit a été préparée selon les recommandations de l'ICCA, sauf dans le cas du calcul de la provision pour impôts sur le revenu, dont nous parlerons plus bas.

Petro-Canada a préparé l'information ci-jointe en utilisant des hypothèses qu'elle considère être raisonnables; le lecteur doit cependant noter que les recommandations font appel à un certain degré de jugement subjectif et que des résultats bien différents pourraient être obtenus si d'autres hypothèses, aussi valables, étaient utilisées. En outre, les recommandations reconnaissent le fait que les frais de prospection et de mise en valeur nécessaires au remplacement des réserves de pétrole et de gaz sont l'objet d'un degré élevé d'incertitude. Malgré cela, les recommandations suggèrent d'estimer le coût actuel des réserves de pétrole et de gaz et suggèrent l'utilisation d'indices. Petro-Canada a utilisé cette façon de faire mais vous met en garde: ces estimations des coûts actuels peuvent être trompeuses et ne représentent pas nécessairement les montants auxquels les réserves pourraient être achetées et les frais qu'il faudrait engager dans les périodes à venir pour les remplacer.

Notes explicatives

Le tableau Éléments du bilan au coût actuel donne le coût actuel des stocks et des immobilisations et l'effet des redressements de l'actif net au coût actuel. Le coût actuel des immobilisations a été calculé par l'utilisation d'indices. L'actif net représente l'avoir du détenteur des actions ordinaires au coût d'origine rajusté au coût actuel.

L'État consolidé des résultats au coût actuel vous offre une comparaison de l'état des résultats de la Société selon qu'il est présenté au coût d'origine ou au coût actuel. Le bénéfice de participation a été rajusté pour tenir compte de la part de Petro-Canada dans les rajustements au coût actuel touchant les sociétés affiliées. Les charges au titre des achats de pétrole brut et de produits ont été rajustées pour tenir compte du coût actuel de ces achats au moment de l'utilisation. La charge de l'amortissement a été rajustée pour tenir compte du coût actuel estimatif de remplacement de la capacité de fonctionnement des immobilisations. L'ICCA recommande que le montant de l'impôt sur le revenu pris en compte dans le calcul du bénéfice au coût actuel soit le même que le montant indiqué dans les états financiers au coût d'origine. Toutefois, la Société croit qu'il est plus approprié de redresser la provision pour impôts sur le revenu reportés afin de tenir compte de la baisse du coût des produits vendus et de la hausse de l'amortissement et de l'épuisement. Comme les présents renseignements supplémentaires non vérifiés vous sont donnés à titre expérimental, nous avons tenu compte de tels redressements dans le calcul des impôts sur le revenu reportés présentés dans l'état consolidé des résultats au coût actuel. Si la Société avait suivi les recommandations de l'ICCA touchant la charge d'impôt sur le revenue dans le calcul du bénéfice au coût actuel, la provision pour impôts sur le revenu reportés aurait été de 295 776 000$. Il convient de noter ici que la législation fiscale ne permet présentement pas de déductions pour ces redressements au coût actuel. La participation minoritaire a été rajustée pour tenir compte de sa part du rajustement de la charge d'amortissement au coût actuel.

Le tableau Autres renseignements au coût actuel donne le reste de l'information financière suggérée par les recommandations. Le redressement financier donne la portion du rajustement au coût actuel ayant trait aux éléments de passif monétaires nets de Petro-Canada. L'ICCA en a donné la définition suivante : "fraction de la variation du coût actuel des biens qui correspond au ratio capitaux empruntés – capitaux propres et que l'on n'a donc pas à imputer aux bénéfices actuels ou futurs pour assurer la préservation de la quote-part de la capacité de fonctionnement de l'entreprise revenant aux détenteurs d'actions ordinaires". La seconde partie du tableau

fait ressortir la composante inflation de l'augmentation totale du coût actuel des immobilisations. La dernière information présentée a trait aux gains du pouvoir d'achat général qui résulte du passif monétaire net. Ceci survient du fait que l'inflation diminue le pouvoir d'achat de la monnaie et, qu'en conséquence, là où il y a un passif monétaire net, on doit reconnaître "gain" du fait que ce passif monétaire net nécessite l'utilisation d'un "pouvoir d'achat" inférieur à mesure que le temps passe en période d'inflation.

Les recommandations de l'ICCA demandent aussi la divulgation de données sur les réserves pétrolières et gazières, déduction faite des redevances. Le tableau des renseignements supplémentaires sur les réserves vous donne cette information.

Petro-Canada

Éléments du bilan au coût actuel

au 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

	Tel que divulgués dans les états au coût d'origine	*Selon le coût actuel*
Stocks	1 109 451 $	1 104 957 $
Immobilisations	6 030 165 $	8 201 801 $
Actif net (avoir de l'actionnaire)	3 642 366 $	5 809 508 $

Petro-Canada

État consolidé des résultats au coût actuel

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

	Tel que divulgués dans les états au coût d'origine	*Selon le coût actuel*
Produits		
Exploitation	5 300 097 $	5 300 097 $
Produits des investissements et produits divers	80 834	77 246
	5 380 931	5 377 343
Charges		
Achat de pétrole brut et de produits	2 901 164	2 854 507
Production et raffinage	552 746	552 746
Frais généraux, frais de marketing et d'administration	552 548	552 548
Taxes autres que les impôts sur le revenu	427 576	427 576
Amortissement et épuisement	410 190	548 468
Intérêt sur la dette à long terme	24 264	24 264
	4 868 488	4 960 109
Bénéfice avant les postes ci-dessous	512 443	417 234
Provision pour impôts sur le revenu		
Reportés	295 776	275 042
Exigibles	44 887	44 887
	340 663	319 929
	171 780	97 305
Participation minoritaire	2 100	2 919
Bénéfice net de l'exercice avant éléments inhabituels et dividendes des actions privilégiées rachetables	173 880 $	100 224 $

Petro-Canada

Autres renseignements supplémentaires au coût actuel

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1985

(en milliers de dollars)

1) Redressement financier	
Basé sur le montant de la variation du coût actuel des immobilisations survenue au cours de l'exercice	81 340 $
Basé sur les redressements au coût actuel apportés aux résultats au cours de l'exercice	23 127 $
2) Augmentation du coût actuel des immobilisations	
Effet de l'inflation	322 393 $
Excédent de l'inflation sur l'augmentation du coût actuel	404 833
	82 440 $
3) Gain du pouvoir d'achat général du passif monétaire net	86 382 $

Renseignements supplémentaires sur les réserves

au 31 décembre 1985

	Pétrole	Liquides extraits du gaz naturel	Gaz naturel
	(milliers de mètres cubes)	*(milliers de mètres cubes)*	*(millions de mètres cubes)*
Réserves prouvées moins les redevances au 31 décembre 1984	35 367,0	4 686,0	100 416,4
Révisions des estimations antérieures	1 672,1	1 277,1	(20 414,2)
Ajouts et découvertes	567,3	—	1 185,7
Production	(2 892,5)	(469,6)	(3 325,9)
Réserves prouvées moins les redevances au 31 décembre 1985	34 713,9	5 493,5	77 862,0

Les montants indiqués ne comprennent pas la participation de 17 pour cent de Petro-Canada dans les réserves de pétrole brut synthétique de Syncrude Canada Limited ("Syncrude") (39 102,0 milliers de mètres cubes avant redevances au 31 décembre 1985). Aux termes d'un accord entre la province d'Alberta, bailleur des concessions de sables pétrolifères, et les participants à Syncrude, la province a droit à 50 pour cent du bénéfice net réputé de Syncrude, comme il a été stipulé dans l'accord. Au gré de la province, ce droit peut, conformément aux dispositions de l'accord, être converti en une redevance de 7,5 pour cent de la production brute. La portion de 50 pour cent du bénéfice net réputé et la redevance de 7,5 pour cent de la production brute peuvent toutes deux être modifiées en certaines circonstances. Compte tenu de ces modifications éventuelles et des incertitudes ayant trait aux prix et frais à venir, la Société n'a pas présenté ses réserves de pétrole brut synthétique déduction faite des redevances.

Exploitation – Sommaire des cinq derniers exercices

	1985	1984	1983	1982	1981
Concessions pétrolières et gazières (brutes/nettes)					
(millions d'hectares)					
Régions non éloignées					
Pétrole classique	**4,4/2,1**	4,8/2,4	6,0/3,1	6,4/3,3	6,5/3,5
Sables pétrolifères	**1,0/0,4**	0,9/0,3	0,9/0,3	0,8/0,3	0,8/0,3
	5,4/2,5	5,7/2,7	6,9/3,4	7,2/3,6	7,3/3,8
Régions éloignées	**33,2/16,5**	41,6/20,5	54,4/25,0	55,7/25,6	57,3/28,7
À l'étranger	**3,4/1,1**	2,8/0,4	1,7/0,1	0,6/0,1	0,6/0,1
Total des concessions pétrolières et gazières	**42,0/20,1**	50,1/23,6	63,0/28,5	63,5/29,3	65,2/32,6
Puits forés (bruts/nets)					
Régions non éloignées – Puits d'exploration					
Pétrole	**52/37**	65/45	41/30	52/32	46/25
Gaz	**51/26**	25/11	24/16	28/15	54/23
Stériles	**63/44**	74/47	68/48	48/36	72/35
	166/107	164/103	133/94	128/83	172/83
Régions non éloignées – Puits de mise en valeur					
Pétrole	**474/166**	344/134	148/84	129/68	73/39
Gaz	**44/25**	16/6	17/12	138/86	100/53
Sables pétrolifères	**0/0**	193/96	27/13	0/0	0/0
Stériles	**47/22**	24/10	9/5	49/31	20/11
	565/213	577/246	201/114	316/185	193/103
Régions éloignées et à l'étranger – Puits d'exploration et de mise en valeur					
Pétrole	**16/4**	9/2	5/1	7/1	7/1
Gaz	**10/4**	9/2	6/2	3/1	4/1
Stériles	**26/7**	25/8	14/5	7/1	6/1
	52/15	43/12	25/8	17/3	17/3
Total des puits forés	**783/335**	784/361	359/216	461/271	382/189
Réserves prouvées (nettes, avant redevances) (note 3)					
Gaz naturel (milliards de m^3)	**98,8**	120,4	134,3	135,8	138,3
Pétrole brut (millions de m^3)	**45,3**	48,4	45,0	47,1	47,0
Liquides de gaz naturel (millions de m^3)	**7,4**	6,4	7,4	7,7	8,2
Pétrole brut synthétique (millions de m^3)	**39,1**	25,4	26,3	27,4	28,3
Pétrole brut étranger (millions de m^3)	**0,5**	0,8	0,9	0,9	1,1
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel (millions de m^3)	**92,3**	81,0	79,6	83,1	84,6

	1985	1984	1983	1982	1981
Production journalière (nette, avant redevances)					
Gaz naturel (millions de m³)	**11,6**	10,8	10,0	10,6	10,7
Pétrole brut (milliers de m³)	**10,0**	10,3	9,3	9,3	9,8
Liquides de gaz naturel (milliers de m³)	**1,8**	1,5	1,5	1,5	1,5
Liquides de gaz naturel dans les usines de récupération (milliers de m³)	**2,6**	2,6	2,5	2,7	2,6
Pétrole brut synthétique (milliers de m³)	**3,5**	2,3	3,0	2,3	2,1
Pétrole brut étranger (milliers de m³)	**0,4**	0,4	0,5	0,2	0,2
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel (milliers de m³)	**18,3**	17,1	16,8	16,0	16,2
Raffinage					
Capacité de traitement du brut (milliers de m³ par jour)	**46**	32	32	19	15
Quantités traitées (milliers de m³ par jour)	**34**	28	25	17	13
Utilisation des raffineries (pour cent)	**78**	86	78	86	87
Marketing					
Établissements de ventes en gros et au détail	**4 534**	2 716	3 107	1 605	1 504
Ventes de produits pétroliers (milliers de m³ par jour)					
Essence	**16,3**	13,9	12,9	7,3	5,6
Distillats	**12,2**	9,6	8,7	5,1	3,5
Divers, dont les produits pétrochimiques	**7,0**	6,3	5,5	2,9	1,8
Total des ventes de produits pétroliers	**35,5**	29,8	27,1	15,3	10,9
Personnel					
Nombre d'employés à la clôture	**10 565**	6 697	6 601	6 166	5 801

Notes:

1. Certains chiffres comptabilisés au cours d'exercices antérieurs ont été reclassés afin de tenir compte des modifications apportées à la présentation financière ultérieurement.
2. Ces chiffres comprennent les résultats d'exploitation de la société anciennement appelée Petrofina Canada Inc., à partir du 12 mai 1981, les résultats d'exploitation de la société antérieurement appelée Raffinage et Marketing BP Canada Limitée, à compter du 1er mars 1983, ainsi que des résultats d'exploitation des éléments d'actif acquis de Gulf Canada Limitée depuis le 1er octobre 1985. Les résultats d'exploitation de Panarctic Oils Ltd. n'ont pas été pris en compte.
3. Les réserves prouvées n'incluent aucune réserve relative aux découvertes faites dans les régions éloignées du nord du Canada et au large de la côte Est.

Petro-Canada

Sommaire des résultats des cinq derniers exercices

(en milliers de dollars)

	1985	1984	1983	1982	1981
Sommaire des résultats					
Produits	**5 380 931 $**	4 988 763 $	4 170 598 $	2 788 136 $	2 036 632 $
Charges	**4 868 488**	4 376 773	3 796 721	2 477 825	1 604 288
	512 443	611 990	373 877	310 311	432 344
Ajouter (déduire):					
Provision pour impôts sur le revenu	**(340 663)**	(384 919)	(267 756)	(210 693)	(263 568)
Gain à la vente d'une filiale	**–**	–	–	7 082	–
Participation minoritaire	**2 100**	4 961	5 823	4 735	–
Bénéfice net avant postes inhabituels et extraordinaires et dividendes des actions privilégiées rachetables	**173 880**	232 032	111 944	111 435	168 776
Postes inhabituels	**864 901**	–	–	–	–
Postes extraordinaires	**–**	–	16 515	–	–
Bénéfice net (perte) avant dividendes sur les actions privilégiées rachetables	**(691 021)**	232 032	95 429	111 435	168 776
Dividendes des actions privilégiées rachetables	**78 314**	100 083	86 379	120 082	138 971
Bénéfice net (perte) après dividendes des actions privilégiées rachetables	**(769 335)$**	131 949 $	9 050 $	(8 647)$	29 805 $
Autres données financières					
Fonds autogénérés	**906 269 $**	967 856 $	708 229 $	586 461 $	531 911 $
Dépenses affectées aux immobilisations (immeubles, usine et matériel)	**1 059 192**	1 130 965	996 529	952 381	559 036
Subventions – Programme d'encouragement pétrolier	**348 526**	380 304	468 488	299 892	138 764
Actif total	**8 846 092**	8 966 164	8 194 001	7 541 934	6 606 185
Fonds de roulement	**396 887**	904 803	808 938	840 840	717 203
Dette à long terme (note 3)	**289 561**	157 049	188 408	330 686	1 312 773
Actions privilégiées rachetables	**1 224 217**	1 312 080	1 394 085	1 464 375	1 464 375
Avoir de l'actionnaire	**3 642 366**	4 478 501	3 931 982	3 284 389	1 602 192

Notes:

1. Ces chiffres comprennent les résultats d'exploitation de la société anciennement appelée Petrofina Canada Inc., à partir du 12 mai 1981, des résultats d'exploitation de la société Panarctic Oils Ltd., à compter du 1er mai 1982, des résultats d'exploitation de la société anciennement appelée Raffinage et Marketing BP Canada Limitée, à partir du 1er mars 1983 ainsi que des résultats d'exploitation des éléments d'actif acquis de Gulf Canada Limitée depuis le 1er octobre 1985.
2. Certains renseignements pour les exercices 1981 à 1984 ont été reformulés pour tenir compte de la modification adoptée par la Société pour la comptabilisation des crédits d'impôt à l'investissement, conformément aux explications de la note 2 des états financiers consolidés. De plus, certains chiffres comptabilisés pour les exercices précédents ont été reclassés afin de tenir compte des modifications apportées à la présentation financière ultérieurement.
3. La dette à long terme comprend la tranche échéant à court terme.

Conception Gottschalk + Ash Int'l, Montréal
Photographes principales Ottmar Bamvagen et Alan Conru
Impression Lawson Graphics Western Limited